

“十一五”国家重点图书出版规划项目

风力发电工程与应用丛书

# 风力发电测试技术

● 姚兴佳 等著



电子工业出版社  
PUBLISHING HOUSE OF ELECTRONICS INDUSTRY

<http://www.phei.com.cn>



**姚兴佳** 教授、博士生导师，沈阳工业大学风能技术研究所所长，中国可再生能源学会风能专业委员会副主任，国家科技支撑计划“大功率风电机组应用与示范”项目总体专家组组长，辽宁省风力发电技术重点实验室主任。获得国务院政府特殊津贴、“全国优秀科技工作者”和“辽宁省优秀专家”等称号。承担国家“863”计划、国家科技支撑计划重大专项及省部级科研课题20余项；获得国家科技进步二等奖1项、辽宁省科技进步一等奖2项；获授权发明专利5项；参与编写风力发电国家标准3部，发表科研学术论文120余篇，著有《可再生能源及其发电技术》、《风力发电机组原理及应用》和《风力发电测试技术》。





“十一五”国家重点图书出版规划项目

风力发电工程与应用丛书

# 风力发电测试技术

● 姚兴佳 等著



電子工業出版社

Publishing House of Electronics Industry

北京·BEIJING

## 内 容 简 介

本书系统介绍了风力发电测试技术的原理与测试方法,包括测量与测量误差基础知识,风力发电中各种基本物理量的测量技术,风力发电机组主要部件测试技术,振动与噪声测试技术,整机的安全保护功能、控制功能及运行性能测试技术等,最后简要介绍了风力发电机组的质量认证。本书在介绍风力发电测试技术的基本理论和测试方法的同时,力求向读者展现该领域的最新成果与发展动向,以启发读者在风力发电测试领域的研究和创新。

本书可供从事风力发电研究、生产和运行的技术人员阅读和参考,也可作为高等学校相关专业的教学用书。

未经许可,不得以任何方式复制或抄袭本书之部分或全部内容。  
版权所有,侵权必究。

## 图书在版编目(CIP)数据

风力发电测试技术/姚兴佳等著. —北京:电子工业出版社, 2011.3

(风力发电工程与应用丛书)

ISBN 978-7-121-13054-0

I. ①风… II. ①姚… III. ①风力发电—测试技术 IV. ①TM614

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2011)第 038804 号

责任编辑:张 剑

印 刷:

装 订:

出版发行:电子工业出版社

北京市海淀区万寿路 173 信箱 邮编 100036

开 本: 720×1 000 1/16 印张: 28.25 字数: 602 千字

印 次: 2011 年 3 月第 1 次印刷

印 数: 4 000 册 定价: 69.00 元

凡所购买电子工业出版社图书有缺损问题,请向购买书店调换。若书店售缺,请与本社发行部联系,联系及邮购电话:(010) 88254888。

质量投诉请发邮件至 [zltts@phei.com.cn](mailto:zltts@phei.com.cn), 盗版侵权举报请发邮件至 [dbqq@phei.com.cn](mailto:dbqq@phei.com.cn)。

服务热线:(010) 88258888。

# 丛 书 序

近十年来，风力发电在世界范围内得到了持续高速发展，为应对全球气候变化作出了重要贡献。风力发电清洁能源的兴起已成为低碳经济的重要标志之一。

虽然我国的风力发电产业起步较晚，但近年来，在政府的大力倡导下，呈现了高速增长的态势，大有后来居上的趋势。风力发电是一项新兴的综合性学科，涉及广泛的技术领域，包括气象学、空气动力学、机械电子工程、电力电子技术等，从业的工程技术人员需要通过系统的学习和培训，才能胜任相关的技术工作。目前，由于产业发展速度较快，相关技术人才十分紧缺。

电子工业出版社组织国内风力发电专家编写了“风力发电工程与应用丛书”，内容包括了风电场的开发与建设，风力发电系统的设计、运行与维护，风力发电测试技术，现代风力发电技术及工程应用等，涉及内容广泛，可作为从事风力发电工作的各类技术人员的学习、培训教材，也可作为高等院校师生和相关工程技术人员参考用书。相信丛书的出版，能够对培养我国风力发电专业技术人才，促进我国风力发电持续健康发展发挥重要的作用。

中国工程院 院士  
浙江大学 教授







# 序

能源问题一直是全球性问题，各国都在密切关注和探求未来能源的发展方向。2006年1月1日，中国颁布实施了《可再生能源法》，把开发利用可再生能源作为可持续发展战略的重要组成部分。

在可再生能源中，风力发电的发展很快，在技术上已经逐渐趋于成熟。在我国，风力发电更是得到了超常规、规模化的迅猛发展。然而，我国风力发电快速发展的主要标志还仅仅体现在风电场的装机容量上，倒机、火灾、飞车、振动等各类事故时有发生，机组额定功率年运行时间均值远低于2000小时，这些都充分暴露了我国风电发展面临整机及关键零部件测试技术相对落后的瓶颈问题。要使规模化发展的风力发电成为名副其实的替代能源、节能减排的生力军，还需要我们在风力发电测试技术研究、测试人才培养两个方面开展卓有成效的工作。

本书的出版实现了作者多年的夙愿，可以说是二十余年坚持自主创新的沈阳工业大学风能研发团队及其合作伙伴在教学、科研和生产实践中取得的大量科技成果的结晶，填补了国内、外风力发电领域在测试技术文献方面的一个空白。该书立意新颖、结构严谨、内容翔实，对风力发电技术中的基本物理量测试技术，主要部件测试技术，整机功能与性能测试技术，以及振动与噪声测试技术等作了较全面介绍。对于从事风力发电研究的企、事业单位科技工作者、高等院校师生，特别是从事风力发电测试工作的专业技术人员，本书无疑是一本系统学习风力发电测试技术的良师益友，也是一本可供随时查阅的技术手册。

风力发电是一个涉及多领域、多学科的系统工程，是一项惠及子孙后代的伟大事业，只有大家齐心协力，才能把这件事情真正办好。

中国工程院院士



2010年12月8日





# 前 言

近年来,随着煤炭、石油等化石燃料的日渐枯竭及气候变暖等环境问题的影响,可再生能源的开发利用越来越受到人们的重视。风能是可再生能源的重要形式之一。风能的主要利用方式是风力发电,即把风的动能转换成电能,然后再加以利用。在可再生能源领域,风力发电是技术上最成熟、最具规模化开发和商业化发展前景的分支领域。

截至 2009 年年底,全球风力发电总装机容量已经达到 157.899GW,并且以大约 30%的速度增长;我国累计装机容量也已跃过 20GW 大关,达到 25.8053GW,风电装机容量居世界第 2 位;2009 年当年,我国新增风电装机 10129 台,装机容量 13.8032GW,占全球新增风电装机的 1/3,超过美国排名全球第一。目前,我国已经基本掌握单机容量 1.5MW 以下大型风力发电设备的制造技术,消化吸收国外先进技术和自主研发的具有自主知识产权的 0.8~2.0MW 变速双馈风力发电机组及变速直驱风力发电机组已经开始规模化批量生产。2009 年,首批 3.0MW 功率等级的海上风力发电机组已经在上海、江浙等近海区域风电场投入运行,5.0 MW 风力发电机组也正在加速研制过程中,有望短期内取得突破性成果。在国家风力发电设备国产化政策的有力推动下,风力发电设备零部件制造水平也有了较大提高,具备了叶片、齿轮箱、发电机、控制器和变流器等关键部件的设计、制造能力。

与快速发展的风力发电技术和风电产业相比,我国的风力发电测试技术显得相对落后,这一点主要表现在风力发电机组整机、部件测试技术和运行性能测试技术水平还不能适应风力发电技术快速发展的需要。风力发电技术是涉及空气动力学、机械工程、电气工程、信息及计算机工程、力学工程、电力电子变流技术等多种学科的综合技术,科技含量高,技术难度大;风力发电机组面对的是台风、雷电、潮湿、盐雾、酷热、高寒等各种恶劣的工作环境及严格的电网条件,运行工况复杂而多变。来自外部和内部的种种因素使风力发电机组的可利用率、风电转换效率及使用寿命受到很大影响,很多重大事故的发生,往往源于一个数据的错误或一种信息的疏忽,因此,如何实现对风力发电机组从零部件到整机的设计、制造,直至并网运行的全过程进行跟踪检测,成为提升风电设备质量、确保风电产业健康发展的重要环节之一。

风力发电测试技术是风力发电技术的重要组成部分,风力发电技术的发展离不开测试技术的进步,测试技术的进步又保证和促进了风力发电技术的发展。作者二十余年从事风力发电研发的实践有力地证明了这一点。因此,需要积极推动风力发电测试技术的研究和相关人才的培养,以便为我国风力发电的大规模开发和利用准备必要的技术和人才支持。本书作者就是在这样一种责任感的激励下策划并最终完成了本书的。

本书对风力发电测试技术作了较为系统的介绍,是作者在多年教学经验和科研、生产实践的基础上,综合已获得的“风轮功率输出模拟系统”、“风力发电机综合检测仪”、“台架式动平衡实验台”、“兆瓦级变速恒频风电机组测试系统与现场试验研究”等相关研究成果,并参考了大量文献资料和国家有关标准后精炼而成的。全书共分7章,第1章简要介绍有关测量和测量误差的基础知识;第2章介绍风力发电中一些基本物理量的测量,包括风参数的测量,基本电量和基本机械量的测量、谐波测量及温度测量等;第3章介绍风力发电机组主要部件的测试,包括风轮叶片、主传动装置、发电机、变流器及偏航、变桨距、制动等执行机构的测试;第4章重点介绍风力发电机组的噪声与振动测试,精辟的理论分析和丰富的应用实例是本章的一大亮点;第5章介绍风力发电机组的整机测试,首先介绍整机试验平台的原理、结构和功能,然后介绍整机的安全系统测试、控制系统测试和整机现场测试技术等;第6章介绍风力发电机组的运行性能测试,包括功率特性测试、电能质量测试和载荷测试等;第7章简要介绍有关风力发电机组质量认证的基本概念、主要内容、操作流程和检验规范等。本书在强调风力发电测试技术的基本原理和测试方法的同时,力求向读者展现风力发电测试技术的最新成果和发展动向,以启发读者在这一工作领域的研究与创新。

姚兴佳教授是本书的主要策划者、组织者和执笔人;唐德尧教授及其团队(包括曾承志、李合林、王晓立、王智、曾明军)完成了第4章;宣安光高级工程师完成了第3章的齿轮箱测试部分;张锦南高级工程师及其团队(包括王建新、郭辉、李东海)完成了第3章的风轮叶片测试部分;参加本书其他章节执笔的还有王益全教授、邢作霞副教授、单光坤副教授、王英博、宋筱文、刘颖明、王晓东、王士荣和井艳军等。由姚兴佳教授完成全书的审稿和定稿工作。

本书是以风力发电测试技术为主题而成书的首次尝试,是在沈阳工业大学风能技术研究所、北京唐智科技有限公司、上海玻璃钢研究院有限公司和杭州前进齿轮箱集团有限公司等单位及其相关人员的共同努力下完成的,本书的完成有赖于上述单位丰富的科研成果和生产实践经验。

东方汽轮机厂、沈阳华人风电科技有限公司、沈阳博鉴检测有限公司等单位为本书提供了资料、图片及咨询等方面的支持,在此一并表示感谢。

对于电子工业出版社及其相关人员在本书完成过程中所给予的指导和帮助谨致谢意。

在编写本书过程中所参考的主要著作和论文已列入书后的参考文献中,以便读者进一步查阅,对于这些文献的作者对本书的贡献,作者表示衷心感谢。

由于作者水平有限,书中缺点和错误在所难免,敬请读者批评指正。

姚兴佳

2010年8月

# 风力发电工程与应用丛书编委会

主任委员：叶杭冶

副主任委员：姚兴佳 王志新

委员：（以姓氏笔画为序）

王益全      申新贺      史晓鸣

邢作霞      许国东      陈 棋

丛书策划：张 剑





# 目 录

|                  |    |
|------------------|----|
| 第 1 章 测量与测量误差基础  | 1  |
| 1.1 测量基础知识       | 1  |
| 1.1.1 测量与单位      | 1  |
| 1.1.2 国际单位制      | 2  |
| 1.1.3 测量仪表       | 4  |
| 1.2 测量误差基础       | 7  |
| 1.2.1 测量误差的来源与分类 | 7  |
| 1.2.2 测量误差的表示方法  | 8  |
| 1.2.3 有效数字       | 11 |
| 第 2 章 基本物理量的测量   | 12 |
| 2.1 风的测量         | 12 |
| 2.1.1 测风仪        | 12 |
| 2.1.2 测风的技术要求    | 17 |
| 2.1.3 测风方法       | 20 |
| 2.2 基本电量测量       | 24 |
| 2.2.1 仪用互感器      | 25 |
| 2.2.2 电量变送器      | 26 |
| 2.2.3 电压与电流的测量   | 31 |
| 2.2.4 电功率测量      | 35 |
| 2.2.5 功率因数和频率的测量 | 38 |
| 2.3 谐波的测量        | 41 |
| 2.3.1 谐波分析原理与应用  | 41 |
| 2.3.2 非正弦电量测量原理  | 47 |
| 2.3.3 谐波的测量      | 49 |
| 2.4 转速、应力和转矩的测量  | 51 |
| 2.4.1 转速的测量      | 51 |
| 2.4.2 应力的测量      | 54 |
| 2.4.3 转矩的测量      | 57 |
| 2.5 温度的测量        | 62 |
| 2.5.1 电阻法        | 64 |

|              |                             |            |
|--------------|-----------------------------|------------|
| 2.5.2        | 埋置检温计法                      | 65         |
| 2.5.3        | 温度计法                        | 68         |
| 2.5.4        | 红外测温技术                      | 69         |
| 2.5.5        | 数字温度传感器                     | 71         |
| <b>第 3 章</b> | <b>主要部件测试</b>               | <b>73</b>  |
| 3.1          | 概述                          | 73         |
| 3.2          | 风轮叶片测试                      | 75         |
| 3.2.1        | 气动性能试验                      | 75         |
| 3.2.2        | 固有特性试验                      | 80         |
| 3.2.3        | 静力试验                        | 82         |
| 3.2.4        | 疲劳试验                        | 86         |
| 3.3          | 主传动装置测试                     | 89         |
| 3.3.1        | 风力发电机组主传动装置的特点              | 89         |
| 3.3.2        | 齿轮箱测试技术                     | 91         |
| 3.3.3        | 齿轮箱测试技术基础                   | 96         |
| 3.3.4        | 齿轮箱测试实例                     | 115        |
| 3.4          | 发电机测试                       | 120        |
| 3.4.1        | 空载试验                        | 120        |
| 3.4.2        | 温升试验                        | 127        |
| 3.4.3        | 损耗与效率的测定                    | 132        |
| 3.4.4        | 工作特性测试                      | 137        |
| 3.5          | 执行机构测试                      | 142        |
| 3.5.1        | 液压站测试                       | 142        |
| 3.5.2        | 变桨距机构测试                     | 144        |
| 3.5.3        | 偏航机构测试                      | 147        |
| 3.5.4        | 制动器测试（高速轴刹车装置试验）            | 149        |
| 3.5.5        | 失速机构测试                      | 150        |
| 3.6          | 变流器测试                       | 151        |
| 3.6.1        | 引言                          | 151        |
| 3.6.2        | 试验平台                        | 154        |
| 3.6.3        | 试验内容与试验方法                   | 155        |
| <b>第 4 章</b> | <b>风力发电机振动、冲击和噪声测试与故障诊断</b> | <b>158</b> |
| 4.1          | 概述                          | 158        |



|              |                             |            |
|--------------|-----------------------------|------------|
| 4.2          | 风力发电机噪声测试 .....             | 161        |
| 4.2.1        | 风力发电机噪声产生机理及特征分析 .....      | 161        |
| 4.2.2        | 风力发电机噪声及其基本测量方法 .....       | 165        |
| 4.2.3        | 风力发电机噪声检测的标准 .....          | 170        |
| 4.2.4        | 风力发电机组噪声测试方案的设计 .....       | 172        |
| 4.3          | 风力发电机振动、冲击测试 .....          | 173        |
| 4.3.1        | 振动、冲击、广义共振与共振解调 .....       | 173        |
| 4.3.2        | 超宽频绝对振动、冲击与低频相对振动受感技术 ..... | 176        |
| 4.3.3        | 风力发电机的振动测试与分析 .....         | 194        |
| 4.3.4        | 风力发电机的冲击测试与故障诊断 .....       | 273        |
| <b>第 5 章</b> | <b>整机测试 .....</b>           | <b>312</b> |
| 5.1          | 概述 .....                    | 312        |
| 5.1.1        | 整机结构 .....                  | 312        |
| 5.1.2        | 整机检验规则 .....                | 313        |
| 5.1.3        | 整机测试的内容与方法 .....            | 315        |
| 5.2          | 整机试验平台 .....                | 317        |
| 5.2.1        | 用于完成型式检验的整机试验平台 .....       | 318        |
| 5.2.2        | 用于完成出厂检验的整机试验平台 .....       | 322        |
| 5.3          | 安全保护系统测试 .....              | 326        |
| 5.3.1        | 在线监测系统测试 .....              | 326        |
| 5.3.2        | 安全保护功能测试 .....              | 330        |
| 5.4          | 控制系统测试 .....                | 332        |
| 5.4.1        | 控制系统及其控制功能 .....            | 332        |
| 5.4.2        | 控制功能测试 .....                | 334        |
| 5.5          | 整机现场测试 .....                | 336        |
| 5.5.1        | 静态测试 .....                  | 337        |
| 5.5.2        | 空转测试 .....                  | 352        |
| 5.5.3        | 并网测试 .....                  | 354        |
| <b>第 6 章</b> | <b>运行性能测试 .....</b>         | <b>356</b> |
| 6.1          | 概述 .....                    | 356        |
| 6.2          | 功率特性测试 .....                | 359        |
| 6.2.1        | 功率特性 .....                  | 359        |
| 6.2.2        | 功率特性的测试 .....               | 361        |
| 6.2.3        | 功率特性测试的数据处理 .....           | 369        |

|              |                   |            |
|--------------|-------------------|------------|
| 6.2.4        | 功率特性测试结果          | 371        |
| 6.3          | 电能质量测试            | 374        |
| 6.3.1        | 电压波动与闪变的测试        | 374        |
| 6.3.2        | 谐波的测试             | 386        |
| 6.3.3        | 其他电能质量参数的测试       | 390        |
| 6.4          | 风力发电机组载荷测试        | 391        |
| 6.4.1        | 风力发电机组的载荷         | 391        |
| 6.4.2        | 载荷的测试原理与方法        | 392        |
| 6.4.3        | 机械载荷的测试           | 397        |
| 6.4.4        | 载荷测试的标定           | 399        |
| 6.4.5        | 气象参数和机组运行参数的测量    | 401        |
| 6.4.6        | 载荷测试的数据处理         | 402        |
| <b>第 7 章</b> | <b>风力发电机组质量认证</b> | <b>408</b> |
| 7.1          | 概述                | 408        |
| 7.2          | 认证依据              | 409        |
| 7.2.1        | 引言                | 409        |
| 7.2.2        | IEC 61400         | 409        |
| 7.2.3        | 德国劳氏船级社指南         | 410        |
| 7.2.4        | 我国的风力发电国家标准       | 410        |
| 7.2.5        | 其他                | 412        |
| 7.3          | 认证类型及内容           | 412        |
| 7.3.1        | 整机型式认证            | 413        |
| 7.3.2        | 风电场项目认证           | 421        |
| 7.3.3        | 部件认证              | 424        |
| 7.3.4        | 样机认证              | 426        |
| 7.3.5        | 德国劳氏船级社认证指南简介     | 426        |
| 7.4          | 主要认证及测试机构介绍       | 429        |
| 7.4.1        | 德国劳氏船级社           | 430        |
| 7.4.2        | 丹麦瑞索国家实验室         | 430        |
| 7.4.3        | 美国国家可再生能源实验室      | 431        |
| 7.4.4        | 荷兰能源研究中心          | 432        |
| 7.4.5        | 德国风能研究所           | 432        |
| 7.4.6        | 其他风力发电认证机构        | 433        |
|              | <b>参考文献</b>       | <b>434</b> |

# 第 1 章 测量与测量误差基础

简单地说，测试技术就是测量与试验技术。风力发电测试技术就是风力发电机组中各种物理量的测量，以及零部件与整机的参数、功能及性能的测试技术。在对风力发电机组进行测试时，应严格贯彻和执行相关国家标准，按照国家标准所规定的测试条件和测试方法进行测试，以便对风力发电机组的零部件和整机的功能、性能及其安全性做出评价。风力发电是一种近年来才得到快速发展的新能源技术，与其设计、制造、控制等技术一样，风力发电测试技术也在发展中不断完善。测试技术的不断进步又反过来促进了风力发电技术的进一步发展。

参加测试的人员必须了解风力发电机组的结构与特性，具备有关测量与试验的基本知识和基本技能。本章将简要介绍有关测量和测量误差的基本知识。

## 1.1 测量基础知识

### 1.1.1 测量与单位

为了表示某物理量的数量，必须有一个与该物理量具有相同性质的标准量作为比较基准，这个标准量称为单位。求取某物理量是标准量单位的多少倍的操作称为测量。用于完成这种操作的装置称为测量器具（如仪器、仪表、量具等）。测量结果应由数值和单位两部分组成，没有单位的数值是没有物理意义的。

设被测量为  $x$ ，单位量为  $x_0$ ，则测量结果的数值  $A_x$  为

$$A_x = \frac{x}{x_0} \quad (1-1)$$

式（1-1）称为测量的基本方程。显然，对于同一个被测量，若所选用的单位不同，测量结果的数值也不相同。

以最高的精确度和稳定性建立起来的专门用于规定、保持和复现某种物理量单位的特殊量具或仪器称为基准器，基准器一般保存在国际级的权威研究机构中。根据基准复现的量值制成的不同等级的标准量具或仪器称为标准器。电量标准器主要有标准电池、标准电阻器、标准电容器及频率标准等。电量标准器的精确度很高，但使用起来不太方便，工程应用中，往往采用标准电压、电流发生器或高精度的数字式多功能仪表来代替。指示式仪表校验时，也可以用比该仪表高出 1~2 个准确度等级以上的同类仪表作为校验用标准器。

确定电量单位的实验称为绝对测量。图 1-1 所示为利用电流天平进行电流绝对测量的示意图。当被测电流  $I$  流过线圈时，可动线圈产生向下的作用力  $F$ ，用天平测量该力并求得电流  $I$ 。

努力维护由绝对测量求出的电量单位作为标准器的准确性是每个国家的义务，各国之间也以这些基本单位作为各国之间比较的标准语言。

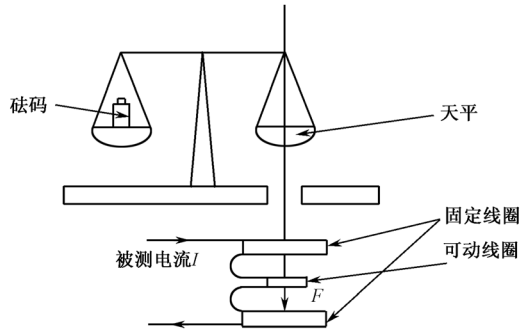


图 1-1 电流的绝对测量

1.1.2 国际单位制

测量单位的确定和统一是非常重要的。要使同一个物理量在不同的时间、地点测量时有相同的结果，必须采用统一的、固定不变的单位。世界各国大多以法律的形式来规定计量单位，国际上统一使用的单位制称为国际单位制（SI），国际单位制是世界各国在国际计量大会上协商确定的。

根据 1971 年国际计量大会的规定，国际单位制（SI）中有 7 个基本单位（参见表 1-1），2 个辅助单位（参见表 1-2）及 19 个具有专门名称的导出单位（参见表 1-3）。同时规定了以国际单位制为基准的用于构成十进倍数和分数单位的词头（参见表 1-4）。

表 1-1 国际单位制（SI）的基本单位

| 量的名称  | 单位名称   | 单位符号 | 定义   | 备注       |
|-------|--------|------|--|----------|
| 长度    | 米      | m    | 在 1/299792458 s 的时间内光在真空中传播的长度                                       | 1983 年修订 |
| 质量    | 千克（公斤） | kg   | 与国际千克原器相等的质量   | 1989 年定义 |
| 时间    | 秒      | s    | 铯 133 两个超精细能级跃迁时所对应辐射的 9192631770 个周期的持续时间                           | 1967 年修订 |
| 电流    | 安[培]   | A    | 在间隔 1m 的两个无限长平行直导线内每米长度上产生 $2\times10^{-7}\text{N}$ 的力的电流            | 1948 年修订 |
| 热力学温度 | 开[尔文]  | K    | 是水的三相点热力学温度的 1/273.16  | 1967 年修订 |
| 发光强度  | 坎[德拉]  | cd   | 是光源在给定方向上的发光强度，该光源的 $540\times10^{12}\text{Hz}$ 单色辐射的辐射强度为 1/683W/sr | 1979 年修订 |
| 物质的量  | 摩[尔]   | mol  | 系统中所包含物质量的基本单元数等于 0.012kg 碳 12 所包含的原子数目                              | 1971 年定义 |

表 1-2 国际单位制 (SI) 的辅助单位

| 量的名称  | 单位名称 | 单位符号 | 定义   |
|-------|------|------|--|
| [平面]角 | 弧度   | rad  | 是一个圆内两个半径间的平面角, 这两个半径在该圆周上截取的弧长与半径相等         |
| 立体角   | 球面度  | sr   | 是一个立体角, 其顶点位于球心, 其在球面上所截取的面积等于以球半径为边长的正方形的面积 |

表 1-3 国际单位制中具有专门名称的导出单位

| 量的名称           | 单位名称   | 单位符号        | 其他表示式            |
|----------------|--------|-------------|------------------|
| 频率             | 赫[兹]   | Hz          | $s^{-1}$         |
| 力, 重力          | 牛[顿]   | N           | $kg \cdot m/s^2$ |
| 压力, 压强, 应力     | 帕[斯卡]  | Pa          | $N/m^2$          |
| 能[量], 功, 热量    | 焦[耳]   | J           | $N \cdot m$      |
| 功率, 辐[射能]通量    | 瓦[特]   | W           | $J/s$            |
| 电荷[量]          | 库[仑]   | C           | $A \cdot s$      |
| 电压, 电动势, 电位    | 伏[特]   | V           | $W/A$            |
| 电容             | 法[拉]   | F           | $C/V$            |
| 电阻             | 欧[姆]   | $\Omega$    | $V/A$            |
| 电导             | 西[门子]  | S           | $A/V$            |
| 磁通[量]          | 韦[伯]   | Wb          | $V \cdot s$      |
| 磁通[量]密度, 磁感应强度 | 特[斯拉]  | T           | $Wb/m^2$         |
| 电感             | 亨[利]   | H           | $Wb/A$           |
| 摄氏温度           | 摄氏度    | $^{\circ}C$ | —                |
| 光通量            | 流[明]   | lm          | $cd \cdot sr$    |
| [光]照度          | 勒[克斯]  | lx          | $lm/m^2$         |
| 放射性活度          | 贝可[勒尔] | Bq          | $s^{-1}$         |
| 吸收剂量           | 戈[瑞]   | Gy          | $J/kg$           |
| 剂量当量           | 希[沃特]  | Sv          | $J/s$            |

表 1-4 用于构成十进倍数和分数单位的词头

| 单位的倍数      | 词 头   |       |
|------------|-------|-------|
|            | 名 称   | 符 号   |
| $10^{18}$  | 艾[可萨] | E     |
| $10^{15}$  | 拍[它]  | P     |
| $10^{12}$  | 太[拉]  | T     |
| $10^9$     | 吉[咖]  | G     |
| $10^6$     | 兆     | M     |
| $10^3$     | 千     | k     |
| $10^{-1}$  | 分     | d     |
| $10^{-2}$  | 厘     | c     |
| $10^{-3}$  | 毫     | m     |
| $10^{-6}$  | 微     | $\mu$ |
| $10^{-9}$  | 纳[诺]  | n     |
| $10^{-12}$ | 皮[可]  | p     |
| $10^{-15}$ | 飞[母托] | f     |
| $10^{-18}$ | 阿[托]  | a     |

1.1.3 测量仪表

1. 测量仪表的分类

根据测量原理及测量值表示方法的不同，测量仪表可分为模拟式和数字式两大类。模拟式仪表利用被测量产生力矩，驱动指针运动，使指针产生相应的位移或偏转相应的角度来指示被测量的大小，其优点是能够及时、简洁地反映被测物理量的大小关系，其缺点是因操作者的经验不足或疏忽等原因，容易引起测量误差。

数字式仪表则是首先利用传感器对被测量进行检测，由传感器将被测量（电量或非电量）转换成传感器输出的标准电信号（即 0~5V 电压信号或 0~20mA 电流信号等），然后将电信号（模拟量）转换成数字信号，并用计数器进行计数，再用数码管或液晶显示器等数字显示被测量，其构成框图如图 1-2 所示。数字式仪表的优点是精确度高，缺点是当被测物理量变化时，其测量值难以瞬时读取。在测量精度方面，数字式仪表相对模拟式仪表有着绝对的优势。数字式仪表在风力发电的整机测试和在线测试中得到了广泛应用。

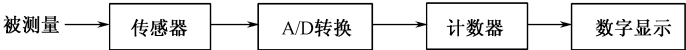









图 1-2 数字式仪表的构成

用指针的偏转来表示电量的模拟式仪表称为指示式电工仪表。指示式电工仪表在风力发电的零部件测试和整机测试中得到了广泛应用。指示式电工仪表可按工作原理、准确度等级、用途等进行分类。国家标准 GB776 规定, 指示式电工仪表的准确度等级可分为 0.1、0.2、0.5、1.0、1.5、2.5、5.0 共 7 个等级。表 1-5 列出了指示式电工仪表按工作原理的分类。其中应用最为广泛的是电磁系和电动系电工仪表。电磁系仪表结构简单、体积小、价格便宜, 主要安装在控制柜和控制盘面板上, 用做供电线路或供电设备的电压、电流指示; 电动系仪表准确度较高、价格较贵, 主要用于电气设备(如发电机、电动机、变压器等)的型式试验或性能测试中。

表 1-5 指示式电工仪表的分类与应用

| 分 类 | 符 号   | 最高准确度等级 | 应用电路  | 应 用 举 例                        |
|-----|---|---------|-------|--------------------------------|
| 磁电系 |    | 0.1     | 直流    | 电压表、电流表、电阻表、转速表、温度计、检流表、照度表磁通计 |
| 电磁系 |    | 0.1     | 交(直)流 | 电压表、电流表、转速表                    |
| 电动系 |    | 0.1     | 交(直)流 | 功率表、频率表、电压表、电流表、功率因数表          |
| 静电系 |    | 0.1     | 交(直)流 | 电压表                            |
| 感应系 |    | 0.5     | 交流    | 电能表                            |
| 热电系 |  | 0.2     | 交(直)流 | 电压表、电流表、功率表                    |
| 整流系 |  | 1.0     | 交流    | 电压表、电流表、频率表                    |

## 2. 指示式电工仪表的结构

指示式电工仪表主要由以下 4 部分构成: ① 使指针偏转的驱动部分; ② 平衡驱动力矩的控制部分; ③ 抑制指针振荡的阻尼部分; ④ 数据读取部分。下面以指示式电工仪表中精确度和灵敏度较高, 结构也比较简单的动圈式电流表为例加以说明。

图 1-3 所示为动圈式电流表的结构。在永磁体 N、S 上装有两个电工纯铁制成的极靴 P, 可动线圈 C 绕制在矩形骨架上, 骨架上、下分别装有转轴、轴承和游丝, 以及与转轴成直角的可以自由转动的指针等。

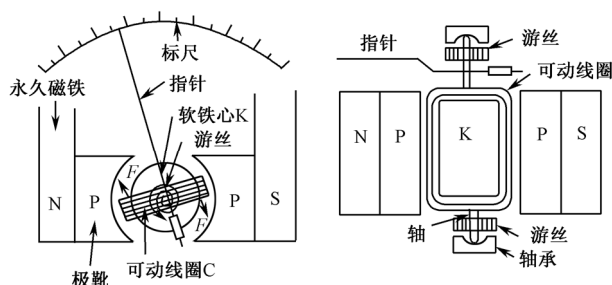


图 1-3 动圈式仪表的结构

当被测电流流过可动线圈时，产生与电流  $I$  成正比的驱动力矩  $T_d$ ，使指针偏转，即

$$T_d = k_1 I \quad (k_1 \text{ 为比例系数}) \quad (1-2)$$

指针偏转使游丝被拉紧并产生弹性控制力矩  $T_c$ 。当  $T_c$  与  $T_d$  平衡时，指针将停止在与被测量大小相应的位置。这时，指针的偏转角度  $\theta$  与驱动力  $T_d$  和控制力矩  $T_c$  的关系为

$$T_d = T_c = k_2 \theta \quad (k_2 \text{ 为常数}) \quad (1-3)$$

由式 (1-2) 和式 (1-3) 可知，被测电流  $I$  与指针偏转角度  $\theta$  成正比。因此，动圈式仪表的标尺分度是均匀的。

然而，在指针向平衡点摆动的过程中，在游丝弹性力的作用下会产生围绕平衡点的振荡，因此需要有一个能够使振荡快速停止的制动力，这就是阻尼力矩。在指示式仪表中，产生阻尼力矩的方式主要有空气阻尼方式和电磁阻尼方式两种，如图 1-4 所示。

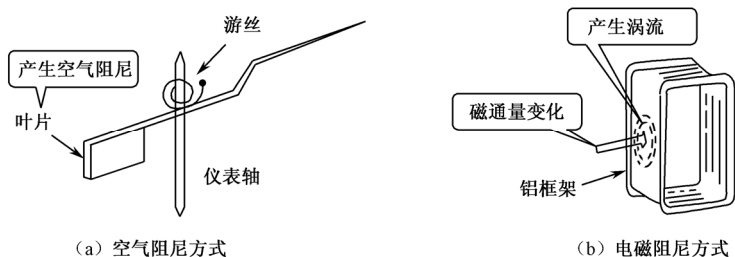


图 1-4 指示式仪表的阻尼方式

指示式电工仪表的数据读取部分俗称表盘。表盘上记载了仪表型号、量度标尺、准确度等级、应用电路符号、工作原理符号、仪表放置方式、被测量单位符号、制造厂及仪表编号等信息。一种电气试验时常用的 D26—A 型电动系交直流两用电流表的表盘如图 1-5 所示。由图 1-5 中可以看出，该电流表的准确度等级为 0.5 级，可用于直流电流和交流电流的测量，测量单位为安[培] (A)。满量程为 100A，该电流表为电动系仪表，使用时应水平放置。



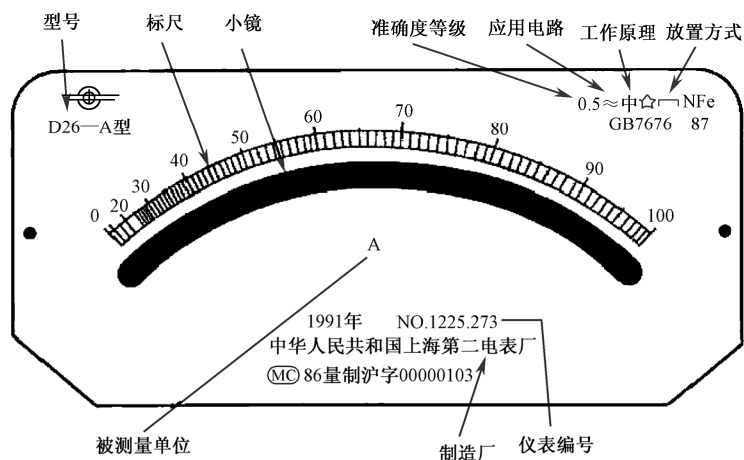


图 1-5 D26—A 型电动系电流表的表盘

## 1.2 测量误差基础

在生产实践和科学研究中，常常需要进行各种测量和试验。一个物理量的真实值称为该物理量的真值。一般来说，进行测量和试验时所测得的值并非是该物理量的真值。测量结果与被测量真值之间的差称为测量误差。一切测量和试验结果都有误差，误差自始至终存在于一切测量和试验的过程中。

### 1.2.1 测量误差的来源与分类

按照误差的性质，测量误差可分为系统误差、随机误差和疏忽误差三类。下面对这三种误差的来源分别作简要介绍。

**1) 系统误差** 在相同条件下多次测量同一物理量时，误差的绝对值和符号保持不变，或者在条件改变时按某一确定规律变化的误差称为系统误差。引起系统误差的原因主要有：由于测量原理或测量方法不完善而引起的误差，仪器仪表本身的误差，以及试验人员操作的熟练程度和不良习惯引起的误差等。

系统误差表征了测量结果的准确度。

**2) 随机误差** 这是一种大小和符号都不确定且无一定变化规律的误差。随机误差产生的原因比较复杂，如测试环境条件（如环境的温度、湿度、压力、风速等）的随机变化，电源电压的随机波动，电磁干扰，大地震动等。

随机误差表征了测量结果的精密度。

**3) 疏忽误差** 也称为粗大误差，这是一种严重歪曲测量结果的误差。产生的主要原因是由于操作人员的粗心大意，如错误操作、读数错误、记录错误、计算错误

等。包含疏忽误差的数据称为坏值，应予剔除。

随机误差一般很小，工程上常可忽略不计，只有在精密测量时需要考虑。工程上主要考虑的是系统误差。

## 1.2.2 测量误差的表示方法

测量误差可以用绝对误差来表示，也可用相对误差来表示，在评价仪器仪表的准确度等级时，又常采用引用误差。目前，数字式仪表的应用越来越广泛，本小节也将简要介绍数字仪表误差的表示方法。

**1) 绝对误差** 某物理量的测量值  $x$  与其真值  $x_0$  之差称为该测量值的绝对误差  $\Delta x$ ，即

$$\Delta x = x - x_0 \quad (1-4)$$

实际上，式 (1-4) 中的真值  $x_0$  是未知的，因此计算绝对误差时常用约定真值来代替。获得约定真值的方法主要有：

- 对被测物理量作足够多次测量，取其算术平均值作为其约定真值
- 用高出一个或几个准确度等级的仪表测量，以其指示值作为被测值的约定真值

**2) 相对误差** 相对误差  $\gamma$  定义为绝对误差  $\Delta x$  与真值  $x_0$  之比的百分值，即

$$\gamma = \frac{\Delta x}{x_0} \times 100\% \quad (1-5)$$

工程上，为了方便起见，式 (1-5) 中的真值  $x_0$  常用测量值  $x$  来代替，这时求得的是相对误差的近似值，即

$$\gamma \approx \frac{\Delta x}{x} \times 100\% \quad (1-6)$$

常用相对误差来表征测量的精度。相对误差越小，测量的精度就越高。

**3) 引用误差** 引用误差主要用于评价指示式仪表的准确度等级。若仪表的满量程为  $x_m$ ，被测量的绝对误差为  $\Delta x$ ，则引用误差  $\gamma_m$  的定义为：

$$\gamma_m = \frac{\Delta x}{x_m} \times 100\% \quad (1-7)$$

GB776 中规定，指示式电工仪表分为 0.1、0.2、0.5、1.0、1.5、2.5、5.0 共 7 个准确度等级。例如，一块电压表的准确度等级为 0.5 级，是指该电压表的最大引用误差为 0.5%，也就是说，用该电压表测量电压时，所产生的最大绝对误差与其满量程  $x_m$  之比的百分值不大于  $\pm 0.5\%$ 。

**4) 数字式仪表误差的表示方法** 数字式仪表的误差常用以下两种方法表示：

$$\Delta x = \pm a\%x \pm b\%x_m \quad (1-8)$$

$$\Delta x = \pm a\%x \pm ndgt \quad (1-9)$$

式中,  $\Delta x$  为被测物理量的绝对误差;  $a$  为误差的相对项系数;  $x$  为被测量的显示值;  $b$  为误差的固定项系数;  $x_m$  为数字式仪表量程的满度值;  $ndgt$  表示  $n$  个计数单位。

式(1-8)和式(1-9)表明, 数字式仪表的绝对误差由两部分组成, 一部分与被测量的相对误差有关, 这部分误差与显示值  $x$  成正比, 称为读数误差; 另一部分不随显示值  $x$  变化, 当满度值一定时, 这部分误差是一个固定值, 称为满度误差。

由式(1-8)和式(1-9)可以看出, 两种表示方法中, 读数误差的表示方法相同, 而满度误差则有两种表示方法。实际上, 这两种满度误差的表示方法 ( $\pm b\%x_m$  和  $\pm ndgt$ ) 是完全一致的, 举例说明如下。

有一台  $4\frac{1}{2}$  位的数字式多功能仪表, 其最大读数为 49999。用于直流电压测量时, 其 4V 量程的测量误差为  $\pm(0.07\%U_x+2)$ , 即该量程的满度误差为  $\pm 2dgt$ 。这个“ $\pm 2dgt$ ”相当于该仪表 5 位显示值的末位数字的  $\pm 0.0002V$ 。因此, 用式(1-8)来表示该仪表的误差时, 可记为  $\pm(0.07\%U_x+0.005\%4V)$ 。

可以看出, 该数字式仪表的满度误差用 ( $\pm 2dgt$ ) 表示或用 ( $\pm 0.005\%4V$ ) 表示是完全一致的。由于式(1-9)的表示方法更为简洁方便, 因此成为用来表示数字式仪表误差的常用方法。

下面用两个计算实例来说明仪表及其测量量程的选择对测量误差的影响。

**例 1-1** 要测量约 80V 的电压, 现有两块电压表, 其中一块为 1.0 级、满度值为 100V, 另一块为 0.5 级、满度值为 300V, 用哪块表测量精度会更高些呢?

**【解答】** 显然, 测量的相对误差越小, 测量精度就越高, 因此只需分别计算出使用两块仪表测量时的相对误差就可以了。

由式(1-6)和式(1-7)可以导出测量的最大相对误差公式如下:

$$\gamma \approx \frac{\Delta x}{x} \times 100\% = \frac{x_m \cdot \Delta x}{x \cdot x_m} \times 100\% = \frac{x_m}{x} \gamma_m \quad (1-10)$$

式中,  $x_m$  为满度值;  $x$  为测量值,  $\gamma_m$  为仪表的引用误差。

采用 1.0 级、满度值为 100V 的电压表测量 80V 电压时的最大相对误差为

$$\gamma_1 \approx \frac{x_{m1}}{x_1} \gamma_{m1} = \frac{100}{80} \times 1\% = 1.25\%$$

采用 0.5 级、满度值为 300V 的电压表测量 80V 电压时的最大相对误差为

$$\gamma_2 \approx \frac{x_{m2}}{x_2} \gamma_{m2} = \frac{300}{80} \times 0.5\% = 1.88\%$$

计算结果表明, 采用 1.0 级、满度值为 100V 的电压表测量时的相对误差小于采用 0.5 级、满度值为 300V 的电压表, 即前者的测量精度高于后者。可见, 测量精度的高低与测量仪表的准确度等级并不完全是一回事, 如果仪表的量程选择不当, 即使准确度等级高的仪表也会产生较大的测量误差。

由式 (1-10) 可知, 对于选定的仪表, 其引用误差  $\gamma_m$  是一个定数 (准确度等级的百分数), 因此被测量  $x$  越接近满度值  $x_m$ , 测量的相对误差就越小。可见, 在选择仪表量程时, 应尽可能使仪表的指示值接近满度值  $x_m$ 。一般情况下, 为了保证测量具有较高的精度, 应使仪表的指示值在  $\frac{2}{3}x_m$  以上。

**例 1-2** 用前面介绍的  $4\frac{1}{2}$  位多功能数字式仪表的 4V 直流电压挡分别测量直流 4V 电压和 0.1V 电压, 试分别计算两次测量的相对误差。已知该仪表的测量误差为  $\pm (0.07\%U_x + 2)$ 。

**【解答】** 测量 4V 电压时的绝对误差为

$$\begin{aligned}\Delta U_1 &= \pm(0.07\%U_{x1} + 2) \\ &= \pm(0.07\% \times 4 + 0.0002) \\ &= \pm 0.003(\text{V})\end{aligned}$$

可以看出, 测量的绝对误差中, 读数误差是主要的 (0.0028V), 而满度误差只占很小的一部分 (0.0002V)。

测量 4V 电压时的相对误差为

$$\gamma_1 = \frac{\Delta U_1}{U_{x1}} \times 100\% = \frac{\pm 0.003}{4} \times 100\% = \pm 0.075\%$$

测量 0.1V 电压时的绝对误差为

$$\begin{aligned}\Delta U_2 &= \pm(0.07\%U_{x2} + 2) \\ &= \pm(0.07\% \times 0.1 + 0.0002) \\ &= \pm 0.00027(\text{V})\end{aligned}$$

可以看出, 这时测量的绝对误差中, 读数误差所占的比重已经很小 (0.00007V), 而满度误差所占的比重则大幅增加 (0.0002V)。

测量 0.1V 电压时的相对误差为

$$\gamma_2 = \frac{\Delta U_2}{U_{x2}} \times 100\% = \frac{\pm 0.00027}{0.1} \times 100\% = \pm 0.27\%$$

通过本例的计算可以看出以下两点。

(1) 使用数字式仪表时, 仍然要根据被测值的大小选择合适的量程, 用大量程测较小量时, 也会使测量的精度大为降低。可以看出, 测量精度下降的原因是不变的满度误差在绝对误差中所占的比重大幅度增加。

(2) 数字式仪表显示的位数越高, 满度误差对测量精度的影响越小, 越可以制成高精度仪表, 当然, 仪表的价格也就越贵。例如, 如果上面的数字式仪表是  $3\frac{1}{2}$  位的, 若其他条件不变, 则测量 4V 电压时的相对误差增大为 0.12%, 测量 0.1V 电压

时的相对误差已经增大为 2.07% (请读者按例 1-2 的方法加以验证)。显然, 与  $4\frac{1}{2}$  位的仪表相比, 测量精度已大大降低。

### 1.2.3 有效数字

风力发电机组测试时, 需要利用各种仪器仪表读取各种测量数据, 还需要进行各种运算, 以及对数据的修正和标准化处理, 最后得到风力发电机组的参数和特性。在测试和数据处理过程中, 都会遇到有效数字的问题, 下面作简要介绍。

**1) 有效数字** 由于仪器仪表本身存在误差, 测试时所读取的数据并非每一位都是正确有效的。把考虑了误差之后的有意义的数字称为有效数字。

例如, 使用数字式万用表来测量某电动机绕组的冷态直流电阻, 已知该万用表电阻挡的准确度为  $\pm 1\%$ , 绕组电阻的显示值为  $10.63\Omega$ 。

由于仪表的准确度为 1%, 因此显示值 10.63 的第 3 位数字“6”是含有一定误差但有意义的数字, 而第 4 位数字“3”则已经淹没在误差之中, 是一个毫无意义的数字。也就是说, 显示值 10.63 的有效数字为 3 位, 可记作 10.6 或  $106 \times 10^{-1}$ 。写成以下几种形式是错误的: 10.63、10.60 等, 因为这是 4 位有效数字的记法, 而用该万用表测量电阻时, 尚达不到这一精度。

**2) 关于数字中的“0”** “0”可以是有效数字, 也可以不是有效数字。例如, 用电压表测得电压为 690V, 这里的“0”是有效数字。若把 690 改写为 0.690kV, 则小数点前的“0”不是有效数字, 而最后面的“0”是有效数字, 不能省略。

当某一数字后面的“0”较多时, 需要注意该数字的记法。例如, 用 0.1 级电桥测得某电阻为  $158000\Omega$  时, 这里的最后两个“0”并不是有效数字, 而第 4 位的“0”是有效数字。因此, 该数字的正确记法为  $1580 \times 10^2 \Omega$  或  $0.1580M\Omega$ 。若直接记为  $158000\Omega$ , 则意味着后 3 位的 3 个“0”都是有效数字, 而这时测量仪表的准确度应为  $1 \times 10^{-5}$ , 这与 0.1 级电桥的准确度等级是不相符的。

**3) 数字修约规则** 舍去多余数字时应遵守的规则称为数字修约规则。遵守数字修约规则才能尽量减少这种舍去所带来的误差。对于拟舍去的数字, 若其最左边的第 1 个数字小于 5, 应舍去; 大于或等于 5, 而其后的数字并非全部为“0”时, 进 1。若拟舍去数字中最左边的第 1 个数字等于 5, 而其后的数字又全部为零时, 需视被保留数字末位的奇偶性而定。若为奇数则进 1, 若为偶数则不进, 使被保留数字的末位最终为偶数, 常称为数字修约的偶数规则。

## 第2章 基本物理量的测量

现代风力发电技术集机械、电气、电子、信息、控制、材料等技术于一身，是一门涉及多种学科的工程技术分支。为了保证风力发电设备的质量和运行安全，在机组制作和运行过程中，需要对一系列重要参数和性能进行检测、监测和测试。因此，涉及一些基本物理量的测量，主要包括风的基本参数的测量，以及各种电量和非电量的测量。风的基本参数测量主要是指风速和风向的测量，此外还包括空气温度、湿度及大气压等气象参数的测量；需要测量的电量主要有电压、电流、频率、功率、功率因数、谐波等；需要测量的非电量主要有转速、力矩（转矩）、温度、振动和噪声等。有关振动与噪声的测试技术将在第4章中作专门介绍。本章将介绍上述基本物理量的测量原理和测量方法，同时对一些主要测试装置的结构和原理作简要介绍。

### 2.1 风的测量

风是一个有方向的量，常称为风矢量。在风力发电中，风的测量十分重要。风的测量不仅是指风电场日常运行时对风的监测，在进行风电场风能资源评估、风力发电机组功率特性测试，以及正常运行时对机组进行变速变桨距控制等情况下，都需要对风的参数进行具有较高精度的测量。风的参数主要是指风速和风向，此外在对功率特性曲线进行测试、修正和标准化处理时，还要用到空气温度和大气压等气象参数，因此还需要对这些气象参数进行与风速和风向同步的测量。风参数测量所依据的国家标准主要有：

- GB/T 18709—2002《风电场风能资源测量方法》
- GB/T 18710—2002《风电场风能资源评估方法》
- GB/T 18451.2—2003《风力发电机组 功率特性试验》等

#### 2.1.1 测风仪

测量风参数时，需要使用测风仪。数字式测风仪由风速传感器、风向传感器和数据采集器3部分构成。下面对这3部分的结构和工作原理作简要介绍。

风力发电中常用的一种测风仪如图2-1所示。

##### 1. 风速传感器

风速传感器可分为旋转型、压力型、热线型、超声波型等几种类型。其中，旋转型风速传感器又分为风杯型和螺旋桨型两种，风力发电中常用的是旋转风杯型。这里将主要介绍旋转风杯型风速传感器，对其他类型仅作简要介绍。



图 2-1 风力发电中常用的测风仪

**1) 旋转风杯型风速传感器** 旋转风杯型风速传感器首先由风杯将风速变换成其垂直旋转轴的转速，再用数字方法对垂直旋转轴的转速进行测量。风速与传感器单位时间输出的脉冲数成比例，其外形结构如图 2-2 所示。



图 2-2 旋转风杯型风速传感器

旋转风杯型风速传感器由风速感应组件和风速信号变换器等构成。风速感应组件由 3~4 个半球形或抛物锥形空心杯组成，风杯固定在互成  $120^\circ$  的星形支架或互成  $90^\circ$  的十字形支架上，杯的凹面朝向同一旋转方向，风杯支架固定在垂直旋转轴上。利用空心杯凸面与凹面之间的风压差产生转矩，使风杯旋转，在一定风速（一般为  $0\sim 60\text{m/s}$ ）范围内，风杯的转速与风速成正比例关系。

风速信号变换器主要用于将风速信号变换成电信号或电脉冲信号，以便为风场风能资源评估、功率特性测试及系统变速变桨距控制等提供风速信号。旋转风杯型风速传感器的风速信号变换器普遍采用光电式结构，其工作原理如图 2-3 所示。在垂直旋转轴上安装一个码盘，码盘的圆周上均匀分布着很多小孔（孔数一般为 60 的整数倍），码盘小孔的两侧分别设置了红外光源和光敏晶体管。当风杯带动码盘旋转时，

每转过一个孔距，红外光就会触发光敏晶体管开、关一次，从而产生一个电脉冲信号。码盘连续旋转时，单位时间产生的脉冲数与旋转轴的转速成正比，也就与风速成正比，即风速  $v$  (m/s)、旋转轴转速  $n$  (r/min)、传感器单位时间（一般为 1s）输出脉冲数  $N$  三者之间的关系为

$$v = k_1 n = k_2 N \quad (2-1)$$

式中， $k_1$ 、 $k_2$  分别为相应的比例系数。

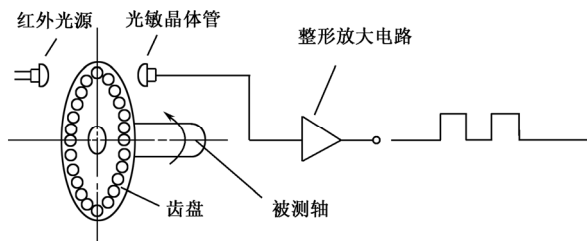


图 2-3 光电式风速信号变换器原理

也可以在垂直旋转轴上安装一台微型永磁同步发电机，来代替光电式脉冲发生器产生风速脉冲信号。显然，永磁同步发电机的频率  $f$  与其转速  $n$  成正比，也就与风速  $v$  成正比，如式（2-2）所示。将永磁同步发电机输出的频率  $f$  信号整形放大后，就可以得到与光电式一样的脉冲信号。

$$v = k_1 n = k_1 \frac{60}{p} f = k_3 f \quad (2-2)$$

式中， $p$  为发电机的极对数； $k_3 = k_1 \frac{60}{p}$  为相应的比例系数。

需要指出的是，以上两种风速传感器的脉冲发生器的测量精度为  $1/N$ 。因此，风速越低，单位时间产生的脉冲数  $N$  越少，测量精度也就越低。一般来说，光电式传感器的测量精度要比发电机式传感器高出一个数量级以上，是目前使用的风速传感器的主导机型。



图 2-4 螺旋桨型风速传感器

**2) 螺旋桨型风速传感器** 用螺旋桨来构成风速感应组件，因此其旋转轴一般为水平放置，如图 2-4 所示，其脉冲发生器的结构与光电式的相同。

**3) 热线型风速传感器** 主要由加热元件和测温元件两部分构成，可以将风速信号变换成电信号。其工作原理为，将极细的金属丝放在流体中用恒流源通电加热（称为热线），热线在不同流速流体中的散热量不同，使热线的温



度变化导致热线材料的电阻率变化,从而可以将流体的流速信号变换成热线两端的电压信号,然后再把电压信号变换成数字量输出。热线的材料有铂、钨或铂-铑合金等,其长度一般为 $0.5\sim 2\text{mm}$ ,直径为 $1\sim 10\mu\text{m}$ 。热线型风速传感器的尺寸小、响应速度快、空间分辨率高,特别适合小风速和湍流的测量。

**4) 超声波风速传感器** 声波是一种机械波,在空气中传播时会受到风速的影响。声波在空气中的传播速度与风速之间遵循一定的函数关系。因此,可以利用声波来探测风速。超声波传感器一般需要设置 $2\sim 3$ 组传感器,每组分别有一个超声波发射器和接收器,通过对超声波的传输时间的测量,就可以计算出通路间的风速。超声波风速传感器没有转动部件,具有良好的动态特性,能测定沿任何指定方向的风速分量,精度较高,但价格较贵。在旋转式风速传感器动态比对试验时常作为标准器使用。图 2-5 所示为两种常用的超声波传感器。

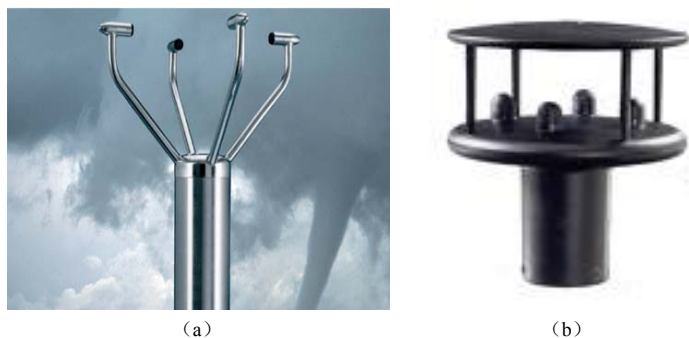


图 2-5 两种常用的超声波传感器

## 2. 风向传感器

风向传感器又称为风向标,由尾翼板、指向杆、平衡锤、垂直旋转轴及风向信号变换器等部分构成,如图 2-6 所示。整个风向标的重心在垂直旋转轴的轴心上,因此风向标可以绕旋转轴自由转动,在风的动压力作用下取得指向风的来向的一个平衡位置,即为所测定的风向。

风向传感器最重要的部分是尾翼板,其阻尼作用使风向标能够稳定地指向来风方向,尾翼板由具有一定强度的轻型材料制成,一般采用铝板或炭布板。平衡锤的作用是保证风向标的重心位于旋转轴的轴心。风向信号变换器主要用于将风向信号变换成电信号或电脉冲信号,以便为风场风能资源评估、功率特性测试及偏航控制等提供风向信号。风向信号变换主要有以下 4 种方式。



图 2-6 风向传感器

- 电触点盘
- 环形电位器
- 自整角机
- 光电码盘

前两种为有触点方式，可靠性差，目前已基本上弃之不用；采用自整角机时，传感器结构比较复杂，也已很少使用；目前普遍应用的是光电编码器，具有结构简单、使用方便、测量精度高等优点。

### 3. 数据采集器

风速传感器和风向传感器测得的风矢量参数，以及空气温度、大气压等气象参数均传送至数据采集器，由数据采集器负责进行采集、计算和记录。因此，数据采集器必须以微处理器为核心，具有数据采集、数据处理、数据存储和数据显示等功能，如图 2-7 所示。

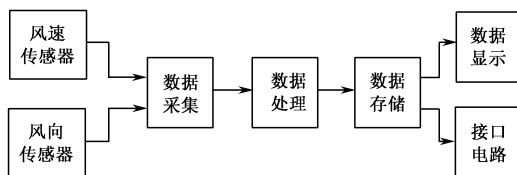


图 2-7 数据采集器的功能

GB/T 18709—2002《风电场风能资源测量方法》规定，数据采集器应能自动采集、计算和记录以下测量参数：应每 1s 采样一次风速，自动计算和记录每 10min 的平均风速（m/s）；自动计算和记录每 10min 的风速标准偏差；通过 10min 平均风速计算出每小时的平均风速（m/s）；自动记录每 3s 采样一次的风速最大值（m/s）。数据采集器还应自动采集和记录与风速同步采集的该风速的风向；每小时采样和记录一次风场的环境空气温度（℃）和大气压（kPa）等。

数据采集器应能在现场直接从外部观察所采集的数据，应具有在现场下载数据的功能，其数据存储器应具有足够的存储容量，应能完整地保存不少于 3 个月采集的数据量，数据存储器与主机的连接应采用插接式结构，以便可以及时从主机上更换和取下数据存储器并对数据进行分析处理。

为了保证测风系统工作的可靠性，测风仪一般需要配备两套供电电源。例如，采用电网提供的低压电源供电，同时用电池作为备用电源，有时还可以配备一套太阳能电池。

由于测风仪长期在野外工作，随时可能受到高温、低温、雨雪、风沙、雷电等的影响和干扰，因此数据采集器的外壳应进行妥善防护（外壳防护等级一般为 IP55），应能有效做到防水、防尘、防冻、防腐、防雷等，应能在现场工作环境温度下可靠运行。

### 2.1.2 测风的技术要求

GB/T18451.2—2003 和 GB/T18709—2002 规定,在进行风电场风能资源评估,以及进行风力发电机组功率特性试验时,测风仪器和其他测风设备需要满足一定的技术要求,本小节将对这些技术要求作简要介绍。

#### 1. 对测风仪器的技术要求

测风仪在现场安装前,应经法定计量部门检验合格,并应在有效期内使用。风电场测风时,对测风仪器的主要技术要求如下所述。

##### 1) 对风速传感器的技术要求

- 风速传感器的风速测量范围应达到  $0\sim 60\text{m/s}$
- 启动风速应不大于  $0.5\text{m/s}$
- 测量误差应不大于  $\pm 0.5\text{m/s}$
- 响应特性时间常数应不大于  $5\text{s}$
- 应能在  $-40\sim +50^{\circ}\text{C}$  的环境空气温度下可靠运行

##### 2) 对风向传感器的技术要求

- 风向传感器的测量范围应达到  $0^{\circ}\sim 360^{\circ}$
- 测量精确度为  $\pm 2.5^{\circ}$
- 应能在  $-40\sim +50^{\circ}\text{C}$  的环境空气温度下可靠运行

**3) 对数据采集器的技术要求** 数据采集器应具有对风速、风向、空气温度、大气压力等测量参数的采集、计算和记录的功能,应能在现场直接从外部观察所采集的数据,应具有在现场下载数据的功能,其数据存储器应具有足够的存储容量,应能完整地保存不少于 3 个月采集的数据量,应能在现场环境温度下可靠运行。

##### 4) 对其他气象参数测量仪器的技术要求

(1) 空气温度计的技术指标:

- 测量范围为  $-40\sim +50^{\circ}\text{C}$
- 精确度应达到  $\pm 1^{\circ}\text{C}$

(2) 大气压力计的技术指标:

- 测量范围为  $60\sim 108\text{kPa}$
- 精确度应不低于  $\pm 3\%$

#### 2. 对测风设备安装的技术要求

进行风电场风能资源评估及风力发电机组功率特性试验时,需要按 GB/T18451.2—2003 和 GB/T18709—2002 的规定,在测试现场安装测风塔,并在测风塔的适当位置正确安装测风仪,以便能够获得具有较高精度的风的测量参数。

**1) 对测风塔安装的要求** 测风塔可以为桁架型或立杆拉线型,后者也称为测风

杆。无论采用哪种形式，均应能够承受当地 30 年一遇的最大风载荷的冲击，而不会发生倾斜或倒塌。

若只在风场的一处安装测风塔，该测风塔的高度应不低于拟安装的风力发电机组的轮毂中心高度；若在风场的多处安装测风塔，其高度可按 10m 的整数倍选择，但至少应有一处测风塔的高度不低于拟安装的风力发电机组的轮毂中心高度。

测风塔顶部应安装避雷装置，其接地电阻应不大于  $4\Omega$ 。

**2) 对测风仪安装的要求** 若只在风场的一处安装测风塔时，测风塔上应安装 3 层风速、风向传感器，其中两层应安装在 10m 高度和拟安装的风力发电机组的轮毂中心高度处，另一层可选择在 10m 的整数倍处安装；若在风场的两处以上安装测风塔时，应有一套风速、风向传感器安装在 10m 高度处，另一套风速、风向传感器应固定在拟安装的风力发电机组的轮毂中心高度处，其余风速、风向传感器可选择在测风塔的 10m 整数倍高度处安装。

风速、风向传感器应迎主风向安装（横梁与主风向成  $90^\circ$ ），并进行水平校正。风向标应根据当地磁偏角修正，按实际“北”定向。

数据采集器应安装在测风塔的距地面 1.5m 处，也可安装在现场的临时建筑物内。

温度计和气压计可随测风塔安装，也可安装在距测风塔中心 30m 之内，离地面高度 1.2m 的百叶箱内。

需要指出的是，上述对测风塔和测风仪器的安装要求主要是针对风电场的风能资源测试。当风力发电机组进行功率特性测试时，对测风塔（测风杆）和测风仪器的安装要求则与上述要求不尽相同。例如，GB/T18451.2—2003《风力发电机组 功率特性测试》中规定：气象测风杆的安装位置不应太靠近风力发电机组，也不应离风力发电机组太远，一般应为该风力发电机组风轮直径的 2~4 倍，建议采用风轮直径的 2.5 倍，测风杆必须设置在所选择的测量扇区内等。对测风仪的安装要求也有所不同。详细情况请参见 6.2 节的“功率特性测试”。

实际上，在风力发电机组的机舱顶部也需要安装风速、风向传感器，以便对风速和风向进行监测。但由于这时的风速、风向传感器处于风轮下风向的尾流区，测量精度难以保证，因此一般不用做机组功率特性的测量数据。风速传感器主要用做起动风速和停机风速的判别，以及日常风速的监测，风向传感器主要用于偏航控制和解缆操作，一般采用两个风向标，以便相互校验。

### 3. 对数据处理的技术要求

风的测量数据应满足连续性、完整性的要求。所谓数据的连续性是指风的现场测量应连续进行，测量的持续时间应不少于 1 年。所谓数据的完整性是指现场采集的风的测量数据的完整率应达到 98% 以上。

从现场下载的测量数据应作为原始资料正本保存，而用复制件进行数据处理。

对下载数据应及时进行复制和整理，原则上不得对现场采集的原始数据进行任何的删改或增减。

风的测量数据还应满足合理性的要求。数据的合理性是指主要参数数据应处于合理的范围之内，在不同高度、同一时刻测得数据的差值应具有合理的相关性，以及数据的 1h 平均值的变化趋势应在合理范围内等。对测量数据合理性的具体要求见表 2-1。

表 2-1 风的测量数据的合理性

| 测量参数的合理范围          |                      |
|--------------------|----------------------|
| 主 要 参 数            | 合 理 范 围              |
| 小时平均风速             | 0m/s ≤小时平均风速< 40m/s  |
| 风向                 | 0° ≤小时平均值≤ 360°      |
| 平均大气压（海平面）         | 94kPa ≤小时平均值≤ 106kPa |
| 测量参数的合理相关性         |                      |
| 主 要 参 数            | 合 理 相 关 性            |
| 50m/30m 高度小时平均风速差值 | < 2.0 m/s            |
| 50m/10m 高度小时平均风速差值 | < 4.0 m/s            |
| 50m/30m 高度风向差值     | < 22.5°              |
| 测量参数的合理变化趋势        |                      |
| 主 要 参 数            | 合 理 变 化 趋 势          |
| 1h 平均风速变化          | < 6m/s               |
| 1h 平均气温变化          | < 5℃                 |
| 1h 平均气压变化          | < 1kPa               |

风速标准偏差 $\sigma$ 应以 10min 为基准进行计算和记录，其计算公式为

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{600} \sum_{i=1}^{600} (v_i - \bar{v})^2} \quad (2-3)$$

式中， $v_i$  为 10min 内每 1s 的采样风速（m/s）； $\bar{v}$  为 10min 内的平均风速（m/s）。

进行风电场风能资源测试时，应将上述现场测量的每 10min 原始数据、每 1h 原始数据，以及极大风速数据等按规定的格式写成《风能资源测试报告》，以便对风电场的风能资源进行评估。

进行风力发电机组功率特性测试时，还需要对所测得的风的原始数据进行数据筛选、数据修正和数据回归等一系列数据处理工作，并将选定的测试数据按 bin 方法进行排队等。

### 2.1.3 测风方法

风电场风能资源测量时，风力发电机组功率特性测试时，以及风力发电机组运行时，风的测量方法均不尽相同，下面分别加以介绍。

#### 1. 风电场风能资源测量方法

GB/T 18709—2002《风电场风能资源测量方法》规定，风电场风能资源测量时，应按以下方法进行。

**1) 测量位置** 风电场风能资源测量时，风的测量位置应具有代表性，所选测量位置的风况应基本代表该风场的风况。测量位置附近应无高大建筑物、树木等障碍物，与单个障碍物的距离应大于障碍物高度的 3 倍，与成排障碍物的距离应保持在障碍物最大高度的 10 倍以上。测量位置应选择在风场主风向的上风向位置。

测量位置的数量可因风场地形复杂程度而定：对于地形较为平坦的风场，选择一处即可；对于地形较为复杂的风场，应选择两处或两处以上安装测风设备。

**2) 测量参数** 需要采集、计算和记录的测量参数主要有：

- 每 1s 采样一次的风速 (m/s)
- 通过每 1s 采样一次的风速自动计算和记录每 10min 平均风速 (m/s)
- 通过 10min 平均风速自动计算和记录每 1h 平均风速 (m/s)
- 自动记录极大风速 (m/s)，即每 3s 采样一次的风速的最大值
- 与风速同步采集的风向及风向区域
- 以 10min 为时段的每秒采集和记录的瞬时风速标准偏差
- 每 1h 采样一次的风场环境空气温度 (°C)、日平均空气温度 (°C)
- 每 1h 采样一次的风场大气压 (kPa)、日平均大气压 (kPa) 等

**3) 测量仪器** 测风仪器主要包括风速传感器、风向传感器、数据采集器，以及大气温度计和大气压力计等气象仪器。

**4) 测量设备安装** 需要安装的测风设备主要包括测风塔、测风仪，以及大气温度计和大气压力计等。

**5) 测量数据采集** 测量数据的采集应满足连续性和完整性的要求。现场测量应连续进行，不应少于 1 年；现场采集的测量数据的完整率应达到 98% 以上。采集数据的时间间隔最长不宜超过 1 个月。下载的测量数据应作为原始资料正本保存，而用复制件进行数据整理。

**6) 测量数据整理** 对下载的测量数据应及时进行复制和整理。整理测量数据时，不得对现场采集的原始数据作任何删改和增减。应对原始测量数据进行初步判定，看其是否在合理范围内（参照表 2-1）。若发现测量数据有缺失和失真，应认真检查测风设备，及时检修或更换，并对数据缺失和失真原因作出说明。最后，应提交以

下两份报告：《现场测量逐 10min 原始数据报告》、《现场测量逐小时原始数据与极大风速数据报告》。

## 2. 功率特性测试时风的测量方法

风力发电机组进行功率特性测试时的风的测量，应遵照 GB/T 18451.2—2003《风力发电机组 功率特性试验》和 GB/T 18709—2002《风电场风能资源测量方法》的有关规定进行。风的测量应与机组输出的净电功率的测量，以及大气温度和大气压力的测量同步进行。

**1) 测试条件** 在被试风力发电机组的附近要安装气象测风杆，以确定吹向被试机组的风速值。试验场地的气流畸变可能造成测风杆上的风速与风力发电机组上的风速值不同，因此在进行测试之前，需要对试验场地的气流畸变情况进行评估，以便正确选择气象测风杆的安装位置，确定合适的风速测量扇区，估算出合理的气流畸变修正系数，以及评估由于气流畸变给测量带来的误差等。对于地形变化，其他风力发电机组的影响及障碍物（建筑物、树木）等必须加以特别考虑。

测风杆所处位置与风力发电机组的距离应为该机组风轮直径  $D$  的 2~4 倍，建议采用 2.5 倍。为了排除机组尾流的影响，测风杆必须设置在所选择的测量扇区内，在测量扇区方向上应排除主要障碍物、地貌变化或其他风力发电机组的影响。图 2-8 所示为气象测风杆的距离和最大允许测量扇区。

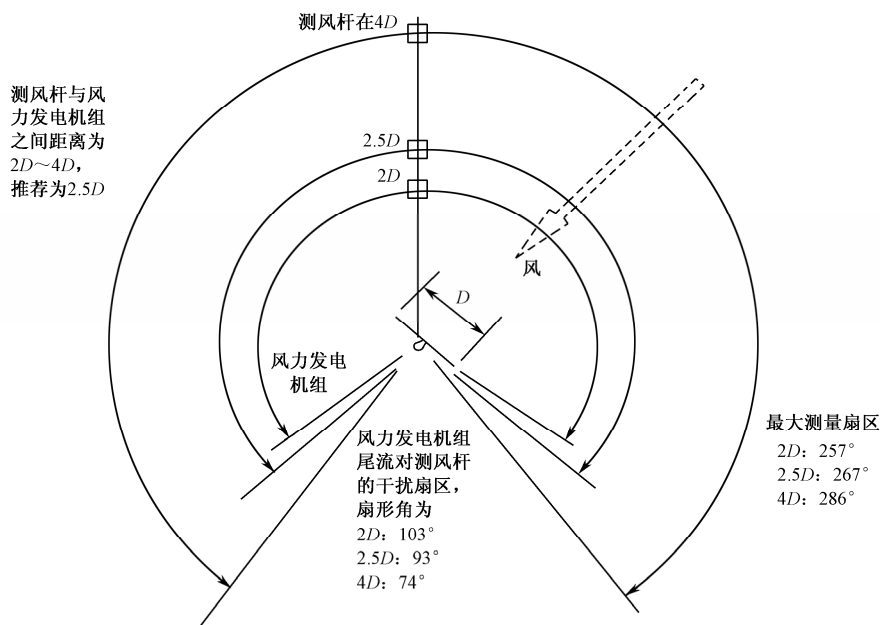


图 2-8 气象测风杆的距离和最大允许测量扇区

当试验场地的地形变化、邻近运行风力发电机的影响，以及障碍物等对气流畸变的影响可以忽略时，则不需要对场地作进一步分析，也没有必要设置气流畸变修正系数，否则需要按规定设置相应的修正系数，同时估算因气流畸变和引进修正系数而引起的测量误差（详细规定请参见 GB/T 18451.2—2003 的附录 A 和附录 B）。

## 2) 测试准备

(1) 风速：风速测量应采用风杯式风速仪，并正确安装在测风杆上，其安装高度应与风力发电机组轮毂中心高度相同，使风速仪所测得的气流速度能够真实反映自由吹向机组并驱动机组旋转的气流速度。

风杯式风速仪的距离常数应小于 5m，其标定值应在整个测量周期内维持不变。风速仪应安装在与轮毂高度相差小于 2.5% 的位置，最好安装在测风杆竖直杆的顶部。如果不能安装在顶部，也可安装在固定于测风杆的横杆上，此时风速仪应处于指向主风向的位置。

在安装测风仪时，为了减少可能产生的扰流的影响，测风杆附近不应安装任何足以导致干扰或影响流向测风仪的气流的仪器。

应清楚地记录风速测量时采用了哪些修正系数，如地形引起的气流畸变修正系数等。还应估算修正的误差，典型的修正误差应不小于修正值与未修正值之差的 50%。

(2) 风向：可以采用尾翼式风向仪测量风向，风向仪应安装在与轮毂中心高度相差 10% 的范围内。安装时必须避免与风速仪之间的相互干扰。风向仪的绝对测量精度应高于 5°。

(3) 空气密度：气温传感器和气压传感器应安装在气象测量杆上并接近被测轮毂中心高度，以便更好地反映轮毂中心处的温度值和气压值。空气密度的确定应通过气温和气压的测量值用式 (2-4) 计算获得。

$$\rho_{10\min} = \frac{B_{10\min}}{R \cdot T_{10\min}} \quad (2-4)$$

式中， $\rho_{10\min}$  为 10min 平均空气密度； $B_{10\min}$  为测得的 10min 平均气压； $T_{10\min}$  为测得的 10min 空气平均热力学温度； $R$  为气体常数 287.05 J/(kg · K)。

(4) 降水：为了区分在干燥和潮湿两种气候条件下测量的不同，在风力发电机组测试的全过程中，必须监测大气的降水情况，监测情况需要在测试报告中明确说明。

(5) 风力发电机组运行状态：在功率特性测试过程中，应该对至少一项能够反映风力发电机组运行状态的参数进行监测。

(6) 数据采集系统：数据采集系统应具备每个测量通道的采样速率至少为 0.5Hz，以便进行测量数据的采集与预处理。安装的数据库系统应进行每一信号的终端到终端的标定，但原则上数据采集系统本身的误差与传感器误差相比可以忽略不计。

**3) 测试方法** 应按明确的标准要求采集数据，保证高质量地收集足够数量的数据，以便精确地确定风力发电机组的功率特性。在测试的全过程中，必须定期对测



试的数据进行检查,以保证测试数据的质量及测试结果的可重复性。与此同时,还应持续记录测试过程中所发生的重要事件。功率特性测试时,有关风的测试可按以下方法进行。

(1) 风力发电机组的运行:在测试过程中,风力发电机组应按使用手册的要求正常运行,不得对机组进行任何形式的结构更改。风力发电机组不工作时的数据应予删除。

(2) 数据采集:数据的采集应采用 0.5Hz 或更快的采样速率连续进行。对于大气温度、大气压力、降水量,以及风力发电机组运行状态等参数的测量允许采用较低的采样速率,但至少每 1min 采样一次。

数据采集系统应能储存采样得到的数据或经预处理过的数据组(或者二者均能储存)。预处理过的数据应包括平均值、标准差、最大值和最小值。

(3) 数据筛选:筛选的数据是以 10min 为一个周期由连续测量所得到的数据而产生。如果要从预处理的数据中产生,则需要计算出每 10min 数据的平均值和标准差。在特殊工作情况或特殊大气条件下采集的数据需要作为特殊数据进行筛选,在测试报告中需要对数据筛选标准加以说明。

(4) 数据修正:所筛选的数据因气流畸变或测风仪安装问题而造成气压误差时,应予以修正,以便获得具有更高测试精度的测量数据。

(5) 数据回归:所筛选出的数据组需要折算回归到两种参考空气密度下的数据,一种为在试验现场测得的空气密度平均值,其变化幅值接近  $0.05\text{kg/m}^3$ ;另一种为海平面的空气密度值(ISO 标准空气密度  $1.225\text{kg/m}^3$ )。如果实测空气密度在  $1.225\text{kg/m}^3 \pm 0.05\text{kg/m}^3$  范围内,则不必进行空气密度折算,否则可以根据测得的大气温度和大气压力按式(2-4)计算出空气密度折算值。

对于功率自动控制的风力发电机组,应采用折算后的风速数据,折算方法为:

$$V_n = V_{10\min} \left( \frac{\rho_{10\min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (2-5)$$

式中,  $V_n$  为折算后的风速;  $V_{10\min}$  为测得的 10 min 平均风速;  $\rho_{10\min}$  为测得的 10 min 平均空气密度;  $\rho_0$  为标准空气密度。

(6) bin 方法排序:功率特性测试时,对折算后的数据要求采用 bin 方法进行处理。所谓 bin 方法就是将试验数据按一定风速间隔进行分组的一种数据处理方法,一般采用 0.5 m/s 风速 bin 宽度为一组。折算后的每个风速 bin 可按式求出:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (2-6)$$

式中,  $V_i$  为折算后的第  $i$  个 bin 的平均风速;  $V_{n,i,j}$  为折算后的第  $i$  个 bin 的  $j$  数据组的风速;  $N_i$  为第  $i$  个 bin 的 10min 数据组的数据数量。

(7) 数据库:根据 bin 方法进行排序时,所选取的数据组应能覆盖从低于切入风

速 1 m/s 到 85% 额定功率输出时风速的 1.5 倍的风速范围。换言之, 风速范围应覆盖从小于切入风速 1m/s 到“测得的年发电量”大于或等于“外推出的年发电量”的 95% 时的风速值。风速范围应连续分成 0.5 m/s bin, 中心值为 0.5 m/s 的整数倍。

该数据组在满足以下条件时, 可以认为是完整的:

- ① 每个 bin 中至少含有 30 min 的采样数据值;
- ② 全部测试周期中包括风力发电机组在风速范围内正常运行至少 180h。

需要指出的是, 上面介绍的测量方法仅仅是功率特性测试中风的测量部分。实际上, 在功率特性测试时, 风的测试应该与机组输出的净电功率测试同步进行, 这种同步应包括上述数据采集和数据处理的各个阶段。有关功率特性测试的详细说明请参照 6.2 节。

### 3. 风力发电机组运行时风的测量

**1) 风速的测量** 风力发电机组运行时, 通常不需要测量风速。但若机组的安全运行除了取决于其他因素外, 还取决于风速, 或者风速是控制系统的输入参数之一, 则应提供可靠和适当的测量风速的方法。

可以在机舱顶部设置风速传感器来测量风速。风速传感器设置在机舱顶部。控制器每 1 s 采集一次来自风速传感器的风速数据, 每 10min 计算一次风速平均值, 用于机组的起动和停机控制等。由于位于机舱顶部的风速传感器处于风轮的下风向, 受风轮尾流的影响, 使风速的测量精度受到影响, 因此该风速信号一般不用于功率特性测试。

如果风速是控制系统的一个输入参数, 还可以借助另一个与风速有明确认可关系的参数并加以处理后来满足这一要求。例如, 当变速恒频风力发电机组进行功率优化控制时, 就利用了机组的风速—转速曲线。也就是说, 对于正常运行的风力发电机组, 经过适当处理后的风轮转速是一个与风速有明确认可关系的参数, 可用于机组的变速控制。

**2) 风向的测量** 对于风力发电机组来说, 风向测量是必须的, 主要用于偏航系统的偏航对风控制。风向传感器通常设置在机舱顶部的两侧, 用于测量风向与机舱中心线的偏差角。采用两个风向传感器的目的是为了二者可以互相校验, 以便排除可能产生的错误信号。根据风向传感器提供的风向信号, 控制器起动偏航系统进行操作。

## 2.2 基本电量测量

一般来说, 电量的测量主要是指 50Hz、正弦波形的电压与电流的测量及其电功率 (有功功率和无功功率)、功率因数和频率等的测量。在变速恒频控制的风力发电

系统中,在发电机与电网之间需要设置电力电子变流器装置,因此还需要对其输出电压、电流的谐波含量进行测量,以便对谐波对电能质量的影响作出评价。

电量测量时,常常需要使用仪用互感器和电量变送器,本节将首先介绍二者的结构和工作原理,然后对各种电量的具体测量方法作简要介绍。

电量测量时的测量仪表(仪器)的正确选用十分重要,直接关系到电量测量的精度。GB/T18451.2—2003《风力发电机组 功率特性测试》规定:进行风力发电机组功率特性测试时,测量机组净电功率所采用的电流互感器和电压互感器的精度应为0.5级或更高,测量仪表的准确度等级应不低于0.5级;对电量进行自动检测时,电量变送器的精度应不低于0.5级。一般来说,进行机组的检查试验时,允许使用1.0级的测量仪表。

电量测量装置的量程应能够测量风力发电机组最大输出的正负瞬间的峰值。建议选用风力发电机组额定输出功率的-50%~200%作为功率的满量程范围。功率测量仪器应安装在机组与电网的连接处。

### 2.2.1 仪用互感器

进行高电压、大电流测量时,常常需要使用仪用互感器。使用互感器有两个目的,一是为了测量设备和操作人员的安全,使测量回路与高电压和大电流隔离;二是为了使二次仪表统一规格,实现测量仪表的标准化生产。仪用互感器分为电压互感器和电流互感器两种,下面对它们的结构和工作原理作简要介绍。

#### 1. 电压互感器

电压互感器由铁心和一次绕组、二次绕组构成。它的一次绕组匝数很多,接到被测高压线路上,二次绕组匝数很少,接到电压表的两个端子上。电压表的输入阻抗很大,因此电压互感器运行时就相当于一台空载运行的降压变压器。电压互感器的接线如图2-9所示。

根据变压器原理,在忽略一次侧漏阻抗压降时,空载运行变压器的一次电压、二次电压之比等于对应的匝数之比,即 $U_1/U_2 = N_1/N_2$ 。因此,适当选择电压互感器的匝数比,就可以将高电压降为低电压,然后再用电压表来进行测量。电压互感器的二次额定电压一般均设计成100V,以便仪表制造商进行仪表的标准化生产。也就是说,电压表均统一制成满度值为100V的仪表,然后根据互感器的匝数比,将表盘的刻度值按比例放大。

电压互感器的精度分为0.5、1.0和3.0共3个等级。用于日常电压监测时,可选用1.0级或3.0级互感器,进行电气设备性能试验时,一般需采用精度较高的0.5级互感器。

在使用电压互感器时,其二次侧不能短路,否则很大的短路电流将使之烧毁。

为了安全起见，电压互感器的二次绕组必须连同铁心一起可靠接地。

## 2. 电流互感器

电流互感器由铁心和一次绕组、二次绕组构成。它的一次绕组匝数很少，有时只有 1 匝，并直接由线路导线构成，一次绕组与被测线路串联；二次绕组匝数很多，接到电流表的两个端子上。电流表的输入阻抗很小，因此电流互感器运行时就相当于一台短路运行的升压变压器。电流互感器的接线如图 2-10 所示。

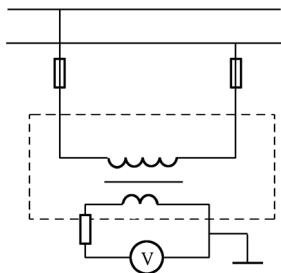


图 2-9 电压互感器的接线

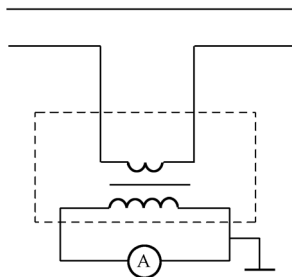


图 2-10 电流互感器的接线

根据变压器原理，在不计激磁电流的情况下，变压器的一次电流、二次电流之比与对应的匝数成反比，即  $I_1 / I_2 = N_2 / N_1$ 。因此，适当选择电流互感器的匝数比，就可以将大电流降为小电流，电流互感器的二次额定电流一般设计成 5A 或 1A，以便仪表制造商进行电流表的标准生产。也就是说，电流表均统一制成满度值为 5A 或 1A 的仪表，然后再根据互感器的匝数比，将表盘的刻度值按比例放大。

电流互感器的精度分为 0.2、0.5、1.0、3.0 和 10 共 5 个等级。用于日常电流监测时，常选用 1.0 级或 3.0 级，进行电气设备性能测试时，一般需采用精度较高的 0.5 级或 0.2 级电流互感器。例如，GB/T18451.2—2003《风力发电机组 功率特性测试》规定：进行风力发电机组功率特性测试时，测量机组净电功率所采用的电流互感器和电压互感器的精度应为 0.5 级或更高。

在使用电流互感器时，其二次侧绝对不允许开路，否则，一次侧的线路电流将全部成为激磁电流，使铁心的磁通密度急剧增加，将在二次绕组中感应出危险的高电压，从而对设备和操作人员的安全造成严重威胁。为了确保安全，电流互感器的二次绕组必须可靠接地。

### 2.2.2 电量变送器

对风力发电机发出的电量进行自动检测或对风力发电机组进行自动控制时，需要使用电量变送器，将被测电量变换成标准的直流电信号（一般为 4~20mA 的电流信号或 0~5V 的电压信号）。电量变送器主要有电流变送器、电压变送器和功率变送

器等几种类型，下面对它们的结构和工作原理作简要介绍。

### 1. 电压（电流）变送器

电压（电流）变送器有平均值变送器和有效值变送器，交流电压或电流测量时，常使用有效值变送器，变送器输出的标准直流电压或电流信号的大小与被测交流电压或电流的有效值成正比。

有效值变送器主要有以下 3 种类型。

**1) 热电式有效值变送器** 这种变送器是利用等效发热原理制成的，具有很高的精度，但转换速度较慢。

**2) 近似有效值变送器** 利用二极管的非线性特性，配以电阻网络制成。这种变送器结构简单，但转换精度较低。

**3) 模拟式有效值变送器** 利用运算放大器和乘法器，可以制成模拟式有效值变送器。这种变送器转换速度快，转换精度高，应用较为广泛。图 2-11 所示为模拟式有效值变送器的电路原理图。

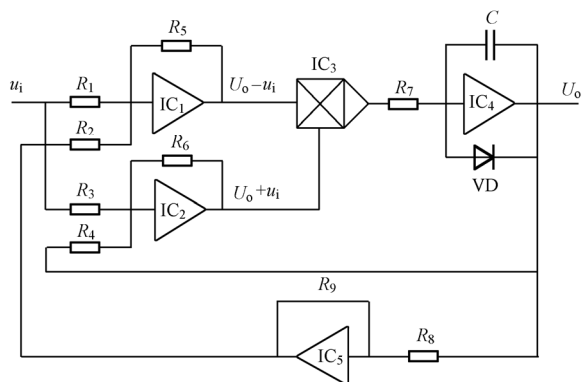


图 2-11 模拟式有效值变送器

当变送器的输入端施加频率一定的交流信号  $u_i$  时，变送器输出的直流电压信号  $U_o$  将反馈到输入端，去抵消被测电压的平均值  $u_{iav}$ ，使乘法器的输出信号为零。可以证明，当变送器处于平衡状态时，下式成立：

$$u_{iav} = k(U_o^2 - U_i^2) = 0 \quad (2-7)$$

由式 (2-7) 可以看出，变送器的输出直流电压  $U_o$  等于输入电压有效值  $U_i$ 。式中， $k$  为乘法器的传递函数。

### 2. 功率变送器

功率变送器可以把被测电功率变换成与之成比例变化的标准直流电压或电流信号。常用的有霍尔功率变送器和时分割乘法器式功率变送器。

时分割乘法器的原理框图及其运算波形如图 2-12 所示。

时分割乘法器用模拟信号（被测电压信号） $u_U$  去调制具有固定频率的时钟（三角波）信号  $u_p$ ，将  $u_p$  所提供的周期  $T$  分割为  $T_1$  和  $T_2$ ，得到与被测电压成比例的差值时间，即  $(T_2 - T_1) \propto u_U$ 。再用比较器输出的反映了  $T_1$  与  $T_2$  宽度的方波信号，通过电子开关  $S_2$  去控制另一个模拟输入信号（被测电流信号） $u_i$ ，则经开关  $S_2$  和滤波器输出的平均电压  $U_o$  与差值时间  $(T_2 - T_1)$  和被测电流信号  $u_i$  的乘积成比例，即  $U_o$  与被测电压和被测电流的乘积成比例，即  $U_o$  与被测功率成比例。图 2-12 中的  $U_R$  是为了实现被测电压信号  $u_U$  与差值时间  $(T_2 - T_1)$  之间的比例关系而设置的一个参考电压。

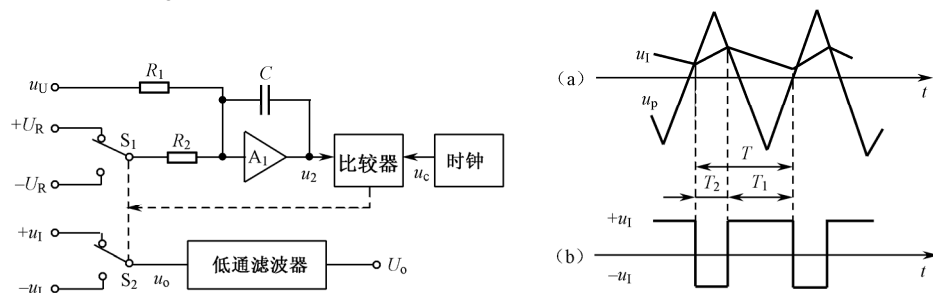


图 2-12 时分割乘法器

如果时钟信号的频率足够高，则  $U_o$  可以近似反映  $u_U$  与  $u_i$  瞬时值相乘的关系。可以证明，这时的输出直流电压  $U_o$  与被测有功功率成比例，即

$$U_o = K_p UI \cos \varphi \quad (2-8)$$

部分常用国产交流电量变送器的规格和性能见表 2-2。

表 2-2 部分常用国产交流电量变送器的规格和性能

| 类型            | 型号        | 精度  | 输入信号                     | 输出频响<br>/Hz | 输出<br>信号 | 负载能力<br>/V | 工作<br>电源 | 备 注   |
|---------------|-----------|-----|--------------------------|-------------|----------|------------|----------|-------|
| 电流<br>变送<br>器 | BDLD—J421 | 0.5 | $\phi 40$<br>0~50~200A   | 40~100      | 4~20mA   | 6          | 24VDC    | 电磁隔离型 |
|               | BDLH—J421 | 1.0 | $\phi 40$<br>0~200~500A  | 20~100      | 4~20mA   | 6          | 24VDC    | 霍尔隔离型 |
|               | BDLH—J421 | 1.0 | $\phi 40$<br>0~500~1000A | 20~100      | 4~20mA   | 6          | 24VDC    | 霍尔隔离型 |
|               | BDLH—J443 | 0.5 | 0~1500~3000A             | 20~100      | 4~20mA   | 6          | 220VAC   | 霍尔隔离型 |
| 电压<br>变送<br>器 | BDYD—J433 | 0.5 | 0~100~500V               | 40~100      | 4~20mA   | 6          | 220VAC   | 电磁隔离型 |
|               | BDYD—J433 | 0.5 | 0~500~5000V              | 40~100      | 4~20mA   | 6          | 220VAC   | 电磁隔离型 |
|               | BDYH—J433 | 1.5 | 0~500~5000V              | 20~100      | 4~20mA   | 6          | 220VAC   | 霍尔隔离型 |

续表

| 类型                | 型号        | 精度  | 输入信号                                    | 输出频响<br>/Hz | 输出<br>信号 | 负载能力<br>/V | 工作<br>电源 | 备 注   |
|-------------------|-----------|-----|---|-------------|----------|------------|----------|-------|
| 功率<br>变<br>送<br>器 | BYGH—J433 | 0.5 | 0~500~1000V<br>$\Phi 40$ , 0~1000~5000A | 40~100      | 4~20mA   | 6          | 220VAC   | 霍尔隔离型 |
|                   | BDGD—J433 | 1.0 | 0~100~500V<br>$\Phi 40$ , 0~200~1000A   | 40~100      | 4~20mA   | 6          | 220VAC   | 电磁隔离型 |
|                   | BDGD—J433 | 1.0 | 0~500~1000V<br>$\Phi 40$ , 0~1000~5000A | 40~100      | 4~20mA   | 6          | 220VAC   | 电磁隔离型 |

### 3. 霍尔变送器

1) 霍尔效应 另一种广泛使用的是霍尔变送器。1879年,霍尔首先发现了金属中的霍尔效应。随着半导体技术的发展,人们发现一些半导体材料的霍尔效应十分显著,霍尔效应在电磁测量中的应用也随之迅速发展。

什么是霍尔效应呢?将一块半导体薄片放到与其平面垂直的磁场  $B$  中,当半导体中流过电流  $I_c$  时,在半导体中与磁场  $B$  和电流  $I_c$  垂直方向上将产生霍尔电动势,这种物理现象称为霍尔效应,如图 2-13 所示。

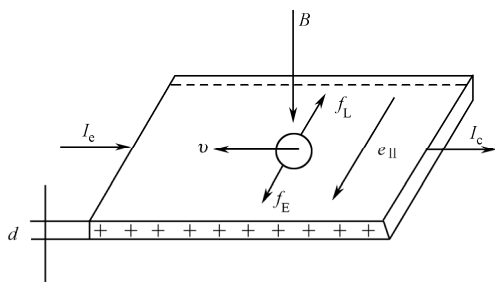


图 2-13 霍尔效应

霍尔电动势  $e_H$  与外磁场的磁感应强度  $B(T)$  及控制电流  $I_c(A)$  之间的关系为:

$$e_H = \frac{R_H}{d} I_c B (V) \quad (2-9)$$

式中,  $R_H$  为霍尔常数 ( $V \cdot m / (A \cdot T)$ ), 与霍尔元件的材料有关, 其大小反映了霍尔效应的强弱;  $d$  为霍尔元件的厚度 (m)。

在  $I_c$  恒定的情况下, 当  $B \leq 1T$  时, 霍尔电动势与外磁场之间有着良好的线性关系, 因此, 霍尔电动势的波形可以忠实地反映被测外磁场的波形。

由于建立霍尔电动势所需的时间极短, 大约为  $10^{-12} \sim 10^{-4}s$ , 因此给霍尔元件提供控制电流  $I_c$  的电源可以是直流恒流源, 也可以是交流恒流源。当外磁场为恒定磁场时, 采用直流恒流源供电, 则霍尔电动势为一直流电动势; 采用交流恒流源供电, 则霍尔电动势为同一频率的交流电动势。当外磁场为交变磁场时, 若采用与交变磁场频率相同的

交流恒流源供电，则霍尔电动势为含有直流分量和 2 倍频交流分量的合成电动势。由于交流电压容易放大，因此测量恒定磁场时，往往采用交流恒流源供电。

由以上分析可知，利用霍尔元件可以制成电压（电流）变送器、功率变送器，以及磁场传感器、位置传感器等。下面主要介绍霍尔电压（电流）传感器和功率变送器。

## 2) 霍尔电压（电流）传感器

当电流通过一长直导线时，在导线周围将产生磁场，磁场的大小与被测电流成正比。由式（2-6）可知，在控制电流  $I_c$  一定的情况下，被测电流所产生磁场的磁感应强度  $B$  与霍尔电动势  $e_H$  有着良好的线性关系。因此，可以利用霍尔电动势的大小来度量被测负载电流的大小，霍尔电压（电流）传感器就是根据这一原理制成的。

然而，直接应用上述原理制作的电压（电流）传感器会使其测量范围和测量幅度受到限制。一种实用的霍尔电流传感器的原理如图 2-14 所示。可以看出，传感器由一次电路、聚磁环、霍尔元件、二次线圈及放大电路等构成。

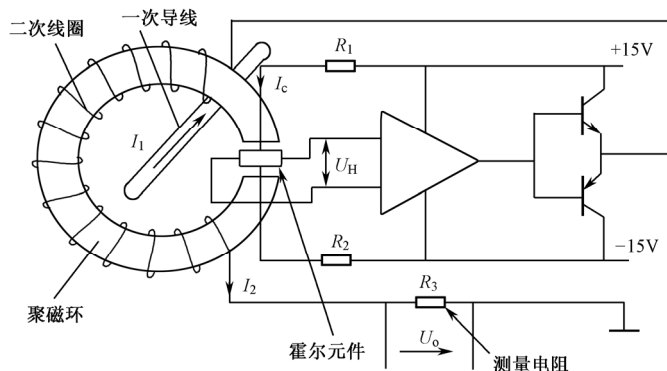


图 2-14 一种实用的霍尔电流传感器原理图

该传感器的工作原理基于磁动势平衡原理，由二次电流所产生的磁动势与一次电流磁动势处于动态平衡状态，使霍尔元件始终处于检测零磁通的工作状态。具体工作过程如下：当一次电路有大电流  $I_1$  流过时，在导线周围产生磁场，这一磁场被聚磁环聚集并感应霍尔元件，使其输出一个霍尔电压信号  $U_H$ ，经运算放大器放大后，再送入功率放大器进行功率放大，这时获得一个补偿电流  $I_2$ ， $I_2$  流过二次线圈并产生磁场，这一磁场与一次电流产生的磁场方向相反，使霍尔元件的输出减小。当一次电路的安匝数和二次线圈的安匝数相等时， $I_2$  不再改变，这时霍尔元件达到零磁通检测状态。

上述过程是在极短的时间（ $1\mu s$ ）内完成的，这是一个动态平衡过程。主电流  $I_1$  的任何变化都会破坏这一平衡，这时霍尔元件就会有信号输出，补偿电流就会流过二次线圈进行补偿。因此，达到平衡状态时，总应满足下式：



$$N_1 I_1 + N_2 I_2 = 0 \quad (2-10)$$

式中,  $N_1$ 、 $I_1$  为一次匝数和一次电流;  $N_2$ 、 $I_2$  为二次匝数和二次电流。

若已知一次匝数、二次匝数, 测量  $I_2$ , 即可得到  $I_1$  的大小。该传感器可以测量任意波形的电流和电压, 二次电流可以忠实地反映一次电流波形, 工作频带为  $0 \sim 100\text{kHz}$ , 准确度为  $1\%$ , 电流测量范围为  $50\text{kA}$ , 电压测量范围可达  $6.4\text{kV}$ 。

**3) 霍尔功率传感器** 由式 (2-9) 可知, 霍尔电动势  $e_H$  与控制电流  $I_c$  和磁感应强度  $B$  的乘积成正比, 如果使控制电流  $I_c$  与电网相电压  $U$  成正比, 用相电流  $I$  流过铁心线圈产生与相电流  $I$  成正比的磁场  $B$  (参见图 2-15), 就可以利用式 (2-9), 经过简单的三角函数运算, 导出霍尔电动势的平均值  $E_H$  与交流有功功率  $P = UI \cos \varphi$  成正比的关系式:

$$E_H = kUI \cos \varphi \quad (2-11)$$

如果把图 2-15 中的电阻  $R$  改称电容  $C$ , 使电流  $I_c$  移相  $90^\circ$ , 则输出的霍尔电动势平均值就与交流无功功率  $Q = UI \sin \varphi$  成正比。采用三组单相霍尔功率传感器进行适当连接, 还可以构成三相功率传感器或功率变送器。

顺便指出的是, 当霍尔器件采用直流恒流源供电时, 其霍尔电动势与外磁场的磁感应强度成正比, 根据这个原理可以制成霍尔磁场传感器; 利用开关型霍尔器件作为检测元件, 用频率计记录脉冲数, 可以制成霍尔转速传感器; 采用直流恒流源供电时, 霍尔器件输出的霍尔电动势与外磁场的磁感应强度成正比, 可见, 霍尔电动势实际上提供了伺服电动机的磁极位置信息, 可根据这一信息对伺服电机进行换相控制, 因此还可以利用霍尔器件制成霍尔位置传感器等。

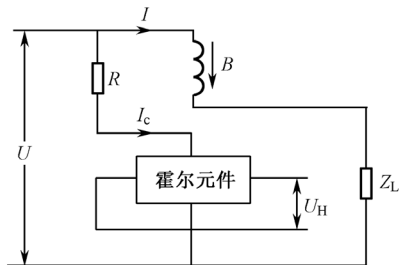


图 2-15 霍尔功率传感器

### 2.2.3 电压与电流的测量

电压和电流是两个最基本的电量。电压和电流的大小可以用有效值来表示, 也可以用平均值或最大值来表示。通常交流电压和电流多用有效值表示, 因此交流仪表多用有效值来进行标定; 而直流电压和电流则多用平均值来表示, 因此直流仪表也多用平均值来进行标定。电压与电流测量时, 一般都直接测取线电压和线电流。本小节将介绍几种电压、电流的具体测量方法。

#### 1. 用指示式仪表测量

进行电压、电流测量时, 常选用指示式电工仪表, 动圈式仪表的结构和工作原理已经在 1.1.3 节中作了介绍, 这里再介绍一种电量测量时常用的电动系仪表。

电动系仪表的表头是交、直流两用表头，可通过内部电路的不同连接构成电流表、电压表和功率表等。若把仪表的定圈画在水平位置，动圈画在垂直位置，则电动系仪表的几种应用方式如图 2-16 所示。图中， $i_1$ 、 $i_2$ 、分别为定圈和动圈电流， $R_v$  为电压表内阻， $R_L$  为负载电阻。

由于电动系仪表中无铁磁物质，因此在测量交流电量时无涡流、磁滞现象，使电动系仪表成为交流系列仪表中准确度较高的一种。

使用指示式电工仪表测量时，常常需要配用仪用互感器，电压表与电压互感器以及电流表与电流互感器的接线图如图 2-9 和图 2-10 所示。这种方式一般用于控制柜、电源控制屏以及电气试验台等装置的电压、电流测量。

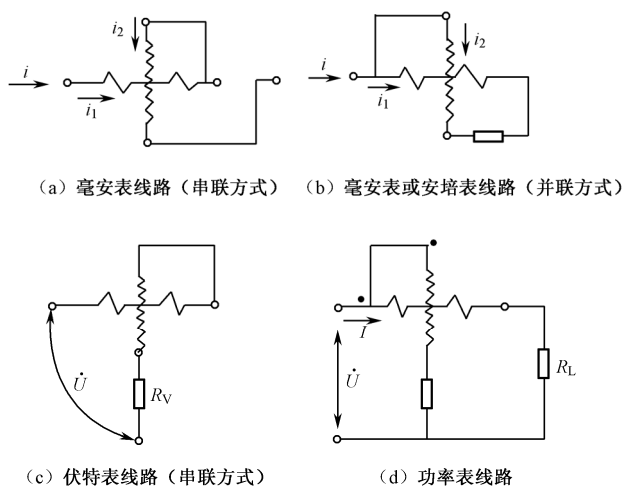


图 2-16 电动系仪表的几种应用方式

顺便指出的是，使用指示式电工仪表测量直流电流时，常需要配用分流器，如图 2-17 所示。分流器的电流端串接到被测线路中，其额定电流从几十安培到几千安培；分流器的电压端接一块磁电系毫伏表，其电压值与被测电流成正比。当电流端为额定电流时，电压端将是一个定值电压，一般分为 75mV、150mV 和 300mV 共 3 个等级。

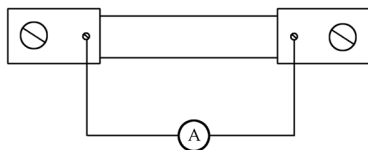


图 2-17 分流器的应用

## 2. 用钳型电流表测量

钳型电流表因具有用于检测电流的钳形传感器而得名。钳型电流表主要用于交、直流电路电流的随机测量，也常用于 mA 级的电路漏电流测量。

钳型电流表有模拟式和数字式之分，由于数字式的精度较高，因此应用广泛。

选择和使用钳型电流表时，应注意以下 5 点。

(1) 钳型传感器的口径应与电路电缆的尺寸相一致。特别是进行漏电流测试时，常常因需要三相电路一起夹持而给测试带来困难。

(2) 对于非正弦电流电路，若使用了电力电子变流器的电路，应选用真有效值测定型仪表，以免造成不应有的测量误差。

(3) 若选用具有波形检测输出功能和存储输出功能的产品，将会给使用者带来很多便利。当然，这样的产品价格要贵些。

(4) 用于漏电流测量时，应选用分辨率高的产品（小于 0.01 mA）。

(5) 钳型电流表应保证具有如下精度：

- 使用频率为 50~60Hz 时， $\pm 1.5\% \alpha \pm 2 \text{dgt}$
- 使用频率为 40Hz~1kHz 时， $\pm 2.5\% \alpha \pm 5 \text{dgt}$

### 3. 用数字存储示波器测量

近年来，为了实现风力发电机组的功率优化控制，普遍采用了变速恒频控制。这时，需要在发电机与电网之间接入一台电力电子变流器，使发电机和变流器馈入电网的电压和电流波形成为非正弦波形，用普通模拟式仪表测量时，测量精度将明显降低。在风力发电机组进行控制系统调试及机组运行过程中，不仅需要了解电压和电流的大小，还需要了解电压和电流的波形；有时不仅需要了解机组稳态运行的情况，还需要了解电压、电流随时间变化的动态过程。这些情况下的电压、电流测量工作，用普通电工测量仪表是难以胜任的，应考虑采用便携式数字存储示波器来进行测量。

数字存储示波器具有普通模拟示波器所不可比拟的测量功能，它充分利用了其计算功能和显示功能，可以在显示被测电压或电流波形的同时，实时显示出信号的频率、周期、幅值、有效值、平均值等信息，还可以对上述信息和波形进行数字存储，以备随时调用。数字存储示波器一般还具有扫描速度和测量量程自动变换等功能，因此使用起来十分方便。

图 2-18 和图 2-19 所示的是一台 SPWM 控制的低速永磁同步电机用数字存储示波器摄录的两种电压波形。

图 2-18 所示为该永磁电机作发电机运行时的空载电动势波形。从存储示波器的屏幕显示可知，该电动势的峰-峰值为 496V，其最大峰值和最小峰值分别为 250V 和 246V，电动势的有效值为 170.4V，频率为 18.38Hz，纵坐标的灵敏度为 100V/div，横坐标的灵敏度为 20ms/div。由此可以分析出该电动势的波形已经相当接近理想正弦波，证明了该低速永磁电机的电枢绕组设计和永磁转子设计是成功的。

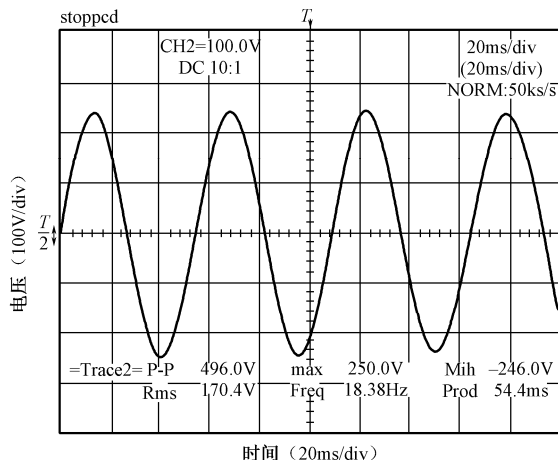


图 2-18 发电机运行的空载电动势波形

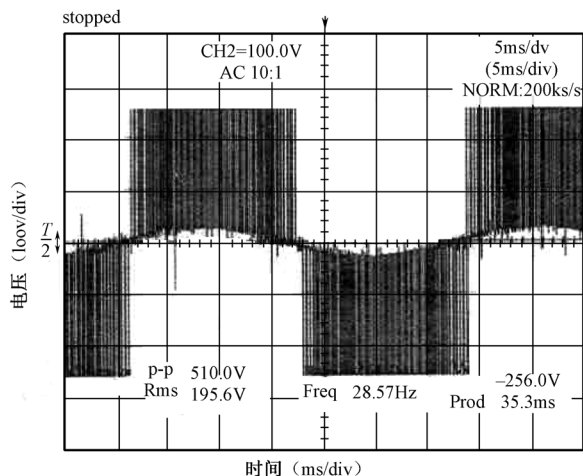


图 2-19 SPWM 控制时的端电压波形

图 2-19 所示为对该永磁电机进行 SPWM 闭环控制时，电机的端电压波形，这是一个典型的 SPWM 波形。该电压的有关数据也已在存储示波器的屏幕上显示出来，即电压的峰-峰值为 510V，其最大峰值和最小峰值分别为 256V 和 253V，电压的有效值为 195.6V，频率为 28.57Hz，纵坐标的灵敏度为 100V/div，横坐标的灵敏度为 5ms/div。

可以看出，使用数字存储示波器来测量电压十分方便，上述波形及其数据可以打印出来，也可以存储在示波器中随时调用。

#### 4. 用电量变送器测量

风力发电系统需要对电压和电流进行自动监测、检测与控制，因此需要使用电压、电

流变送器。由变送器将被测电压或电流变换成标准直流电信号，由主控制器的模拟量输入模块输入并送至 CPU 进行运算处理，然后用于进行数字显示或用于系统的自动控制。

## 2.2.4 电功率测量

电功率的测量通常是指有功功率的测量，需要测量无功功率时，往往需要特别指出。由于电压与电流的乘积就是功率，因此功率的测量总是基于电压和电流的测量。功率表和功率变送器就是基于这一思路设计和制造出来的。实际上，只要检测到了电路的电压信号和电流信号，还可以通过对信号的处理和运算，得到该电路的有功功率、无功功率、功率因数及频率等信息。在风力发电中，一般就是通过电压、电流检测来获得上述信息的。

### 1. 利用功率表测量

**1) 单相电功率测量** 利用功率表测量单相功率时，功率表电流线圈和电压线圈的“\*”端应直接短接，另一端或指向电源，或指向负载，如图 2-20 (a)、(b) 所示，而图 2-20 (c) 所示的接法是错误的，将使功率表产生附加误差，因而降低测量的精度。

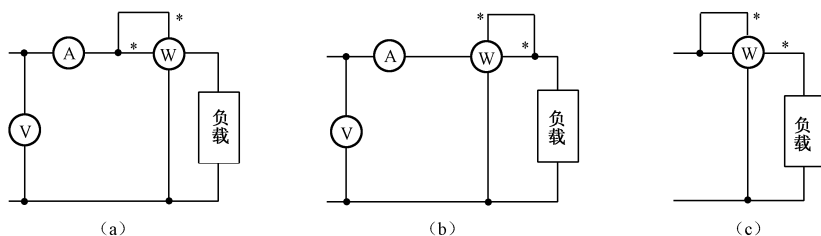


图 2-20 用功率表测量单相电功率

为了扩大功率表的量程和使用安全，在大电流、高电压的情况下，可以使用电流互感器和电压互感器，其接线图如图 2-21 所示。若只有电压或电流两者之一需要扩大量程时，也可以只使用一种互感器。

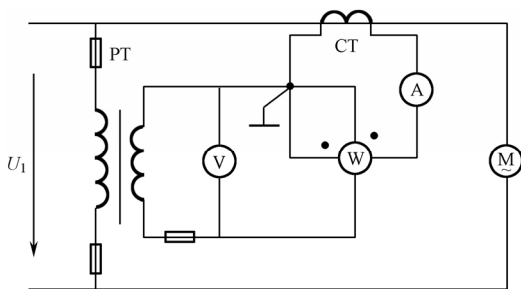


图 2-21 利用互感器测量单相交流电功率

应该指出的是,被测电路的功率因数对功率测量结果影响很大。普通功率表是按  $\cos \varphi = 1$  来校准的,适合功率因数较高的电路试验中使用;在低功率因数场合,如发电机空载特性测试时,应选用低功率因数功率表。低功率因数功率表一般有  $\cos \varphi = 0.1$  和  $\cos \varphi = 0.2$  两种。

**2) 三相电功率测量** 用功率表测量三相功率时,可采用三功率表法,也可采用二功率表法,对于三相三线制电路,一般多采用后者。

(1) 三功率表法:对于三相四线制电路,三块功率表的电流线圈分别与三相线路串联,各电压线圈分别并联在对应的相线与中性线之间,如图 2-22 (a) 所示。在三相三线制的情况下,由于没有了中性线,三块功率表的电压线圈的非“\*”端可接成人工中性点,如图 2-22 (b) 所示。理论上,人工中性点与中性线等电位,二者可以连接起来,也可以不连接,而不会对测量结果产生影响。三相电路的总有功功率为三块功率表读数之和。三相电路可以是对称的,也可以是不对称的。

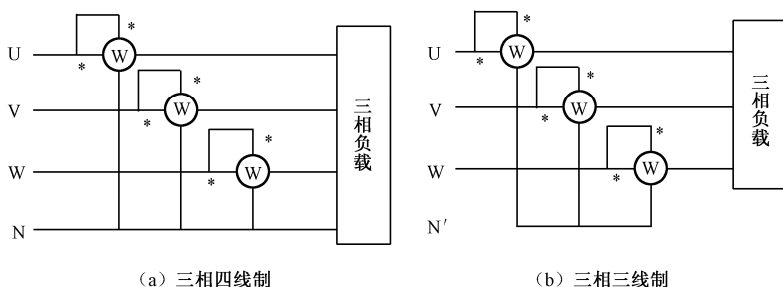


图 2-22 三相功率测量的三功率表法

(2) 二功率表法:对于三相三线制电路,可以采用上面的三功率表法,当被测电路三相对称时,也可采用二功率表法,如图 2-23 所示。本质上,二功率表法是三功率表法的一个特例。若将三功率表法的人工中性点移至三相中的任意一相上,例如,移至 V 相上,则 V 相功率表因电压线圈承受零电压而始终为零功率,因而 V 相功率表可以弃之不用,这样就只有 U、W 两相的功率表来指示三相电路的功率。然而, U、W 两相功率表各自的功率读数是没有任何意义的,而两块功率表读数的代数和却恰好是三相总功率,对此可证明如下。

设被测电路的线电压为  $U$ , 线电流为  $I$ , 功率因数角为  $\varphi$ , 两块功率表的读数分别为  $P_U = UI \cos(30^\circ - \varphi)$  和  $P_W = UI \cos(30^\circ + \varphi)$  (参见图 2-24), 因此两块功率表读数的代数和为

$$\begin{aligned}
 P &= P_U + P_W \\
 &= UI \cos(30^\circ - \varphi) + UI \cos(30^\circ + \varphi) \\
 &= 2UI \cos 30^\circ \cos \varphi \\
 &= \sqrt{3}UI \cos \varphi
 \end{aligned} \tag{2-12}$$

显然，两块功率表读数的代数和即为三相总功率。

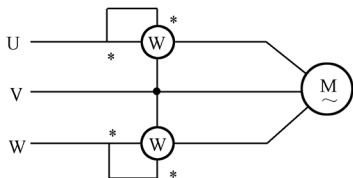


图 2-23 二功率表法

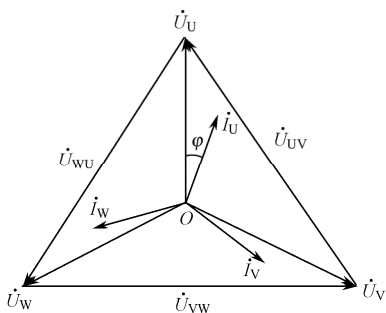


图 2-24 三相对称电路相量图

应该指出的是，只有  $\cos \varphi = 1$  时，两块功率表的读数才是相等的；当  $\cos \varphi < 0.5$  时，W 相功率表的读数将变为负值，此时可将 W 相功率表的极性转换开关旋至“-”侧，功率计算时，则用 U 相功率表的读数减去 W 相功率表的读数，所得数值才是被测三相总功率。

## 2. 利用功率变送器测量

风力发电系统需要对发电机馈入电网的电功率进行自动检测与自动控制，GB/T 18451.2 规定，测量风力发电机的净电功率时，可以采用功率变送器，其精度应选用 0.5 级或更高。使用功率变送器时，由变送器将被测电功率信号变换成标准直流电信号（一般为 4~20mA 直流电流信号），由主控制器的模拟量输入模块输入并送至 CPU 进行运算处理，然后用于数字显示和打印输出，或者用于风力发电系统的控制。

## 3. 利用电压、电流信号计算出电功率

当风力发电机组与电网连接点的电压、电流为三相对称的正弦波形时，可以利用检测到的电压、电流信号，计算出风力发电机组馈入电网的有功功率和无功功率。

检测到的某一相的相电压信号  $u$  和相电流信号  $i$  如图 2-25 (a) 所示。可以看出，图中已经包含了被测相电压、相电流的最大值、有效值和相位差等信息。

假定被测电压的有效值为  $U$ ，被测电流的有效值为  $I$ ，功率因数角  $\varphi$  可以用以下方法求出：首先将电压信号  $u$  和电流信号  $i$  进行放大、整形（参见图 2-25 (b)），然后经检相器作逻辑运算  $u' \cdot \bar{i}$ （参见图 2-25 (b)），即可获得功率因数角  $\varphi$ 。最后，可

以用时钟脉冲去度量这一角度, 从而获得功率因数角的数字量信息。功率因数角  $\varphi$  测得后, 就可以按式 (2-13) 和式 (2-14) 计算出发电机输出的三相有功功率  $P$  和三相无功功率  $Q$ , 即

$$P = 3UI \cos \varphi \quad (2-13)$$

$$Q = 3UI \sin \varphi \quad (2-14)$$

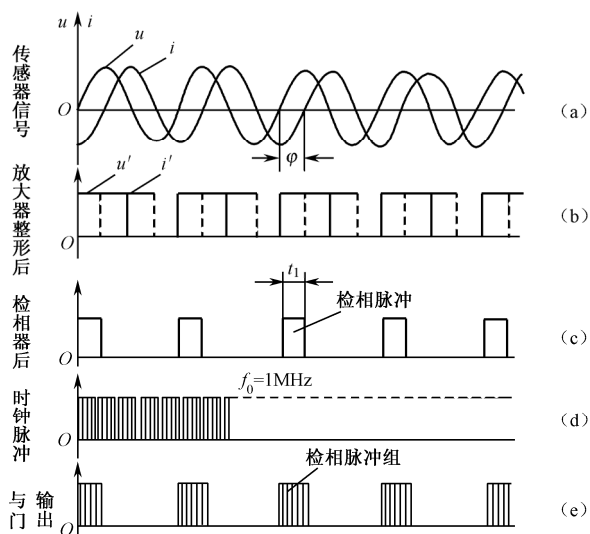


图 2-25 功率因数角  $\varphi$  的测量

## 2.2.5 功率因数和频率的测量

功率因数和频率是风力发电机组的重要技术指标, 将直接影响到机组输出的电能质量。下面对功率因数和频率的测量方法作简要介绍。

### 1. 功率因数的测量

当电压和电流为正弦波形时, 发电机的功率因数  $\cos \varphi$  是由其线端输出的有功功率与其输出的视在功率之比来定义的, 因此可以直接测量发电机输出的有功功率  $P$  和视在功率  $S$ , 并用式 (2-15) 计算发电机的功率因数, 即

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (2-15)$$

功率因数角  $\varphi$  又是发电机输出的相电压和相电流之间的相位差角, 因此功率因数的测量又可以转化为相位差角  $\varphi$  的测量, 可以采用数字方法测量, 也可采用模拟方法测量, 在风力发电中常采用前者。

在 2.2.4 节中介绍了一种利用电压、电流信号, 通过逻辑运算检测出功率因数角



$\varphi$ , 进而计算出功率因数  $\cos\varphi$  的数字方法。下面再介绍一种专门用于测量同频率交流信号相位差的数字相位计。

在频率一定的情况下, 交流电压、电流的相位角可以用时间来度量。数字相位计是基于对两个同频率交流信号波形过零点的时间差来进行相位差测量的。图 2-26 所示为数字相位计的原理框图。

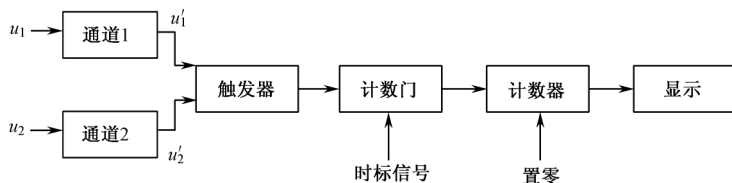


图 2-26 数字相位计原理框图

数字相位计的工作原理说明如下: 两个同频率交流信号  $u_1$ 、 $u_2$  的相位差角为  $\varphi$ , 当  $u_1$  和  $u_2$  由负变正过零时, 分别通过通道 1 和通道 2 进行放大整形并输出正脉冲  $u'_1$  和  $u'_2$ , 使门电路翻转,  $u'_1$  打开计数门使计数器计数,  $u'_2$  关闭计数门使计数器停止计数。计数器计得的脉冲数  $N$  正比于计数器的开门时间  $\Delta t$ , 即正比于  $u_1$  与  $u_2$  的相位差角  $\varphi$ 。图 2-27 所示的是与上述工作原理对应的波形图。

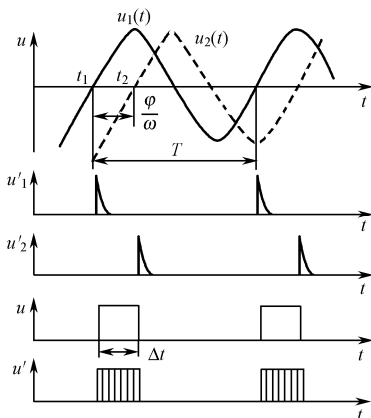


图 2-27 数字相位计波形图

在风力发电系统中, 常采用上述数字方法来测量功率因数角和功率因数。只需要将电压传感器和电流传感器输出的电压信号和电流信号分别从主控制器输入模块的两个通道口输入, 就可以按照上述原理, 通过软件编程获得功率因数角  $\varphi$  和功率因数  $\cos\varphi$  的数字信息, 可用于数字显示或用于有功功率和无功功率计算等。

## 2. 频率测量

频率的测量方法很多，传统的直读式指示式仪表有电磁系振簧式频率表和铁磁电动系流比式频率表；平衡条件与频率有关的交流电桥也可以用于测量频率，如文氏电桥、谐振电桥、海氏电桥等；目前广泛采用数字测频方法，如测周法和数字频率计法等。这里主要介绍风力发电中普遍使用的数字测频方法。

**1) 测周法** 风力发电中的频率测量普遍采用测周法，可以借助于电压（电流）传感器，在电压（电流）检测的同时实现频率测量。所谓测周法就是对交流电压（电流）波形进行采样，利用频率与周期的倒数关系，若在规定时间内  $T$  (s) 内测得被测电压（电流）的周期数为  $N$ ，则被测信号的频率  $f$  为

$$f = \frac{N}{T} (\text{Hz}) \quad (2-16)$$

**2) 数字频率计** 数字频率计是一种借助于数字电子电路，测量在标准时间内被测频率信号的脉冲数目，并将测量结果用数字显示的一种频率测量仪表。数字频率计具有采样速度快、准确度高、测量范围广及直接数字显示等优点，获得广泛应用。

图 2-28 示出了数字频率计的原理框图。主要由放大整形电路、晶体振荡器、分频器、门控电路、脉冲计数器、数字显示器等构成。

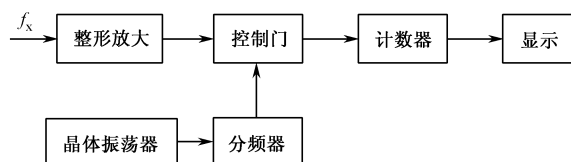


图 2-28 数字频率计原理框图

被测频率信号经放大整形后，通过控制门，由计数器计数。控制门开启时间由标准晶振脉冲经分频器分频后的脉冲宽度来确定。设晶振脉冲周期为  $T_0$ ，分频器的分频倍数为  $K$ ，则控制门开启时间为  $T_D = KT_0$ ，若被测频率信号的频率为  $f_x$ ，周期为  $T_x$ ，则在  $T_D$  时间内计数器的计数脉冲数  $N$  为

$$N = \frac{T_D}{T_x} = T_D \cdot f_x \quad (2-17)$$

若取  $T_D = 1\text{s}$ ，则上式变为

$$N = f_x \quad (2-18)$$

此时，数字显示的计数脉冲数即为被测频率值。

显然，数字频率计的测量误差为  $\pm 1/N$ 。当被测信号频率较低，计数值较小时，测量的精度将降低。这时，可采用标准时间倍乘措施，使控制门的开启时间倍乘，可以有效提高测量的精度。

## 2.3 谐波的测量

近年来,电力电子变流装置在风力发电中的应用日益广泛。在这些变流装置中,作为换流元件的电力电子器件工作在开关状态,使变流装置输出的电压和电流多为非正弦波形。

谐波是风力发电机组进行电能质量测试和评估的一个重要内容。大量谐波电流注入电网,将给发电、供电及用电设备带来一系列危害。例如,使发电机损耗增加、效率降低,产生振动和噪声;对于安装了功率因数补偿电容器的风力发电机组还可能发生电路谐振,这是十分危险的;对用电设备(如电动机、变压器、各种电器等)造成谐波污染,使之发热、效率降低、继电器误动作等;对通信设备和电子设备产生电磁干扰等;谐波也将给有关电量的测量和电气设备的性能测试带来困难。

国家标准 GB/T 20320—2006《风力发电机组 电能质量测量和评估方法》规定,对于带有电力电子变流装置的风力发电机组,应规定其在连续运行期间的谐波电流。频率在 50 倍电网基准频率以内的应指定其独立谐波电流和最大总谐波电流畸变率。各次谐波的独立谐波电流在输出功率产生最大谐波电流时取 10min 平均值,谐波电流低于额定电流 0.1%时可不作要求。

本节首先介绍谐波分析的基本原理及其在发电机和电力电子变流装置中的应用,然后简要介绍有关非正弦电量测量的基本知识,最后对谐波测量方法作简要介绍。

### 2.3.1 谐波分析原理与应用

风力发电机组输出端的电压、电流中,产生高次谐波的原因很多,有发电机结构上(如主磁极结构、电枢绕组结构、铁心开槽等)引起的谐波,有发电机本身的非线性因素(如磁饱和效应、涡流效应、集肤效应等)引起的谐波,有电力电子变流装置(如变速风力发电机组用 IGBT 变流器、恒速风力发电机组用晶闸管软启动装置等)产生的谐波等,电网中因各种原因产生的谐波也将对风力发电机组输出端的谐波含量及其大小产生影响。

#### 1. 傅里叶级数

傅里叶级数是进行谐波分析的主要数学工具。所谓谐波分析是指利用傅里叶级数将非正弦周期变化的电压、电流、磁动势、电动势等,分解成一系列不同频率的正弦量之和,然后对各频率正弦量单独作用的情况进行分析计算,最后应用叠加原理把所得结果叠加起来,以便对电气设备的性能作出评价。由于采用了叠加原理,因此上述分析方法只适用于线性系统。

设给定的周期函数为  $f(x)$ , 可按傅里叶级数展开为

$$f(x) = a_0 + \sum_{k=1}^{\infty} (a_k \cos kx + b_k \sin kx) \quad (2-19)$$

式中, 第一项  $a_0$  为  $f(x)$  的恒定分量; 第二项中,  $k=1, 3, 5, \dots$ ,  $k=1$  时称为  $f(x)$  的基波分量,  $k \geq 2$  时称为相应次数的谐波分量, 统称为高次谐波或简称谐波。系数  $a_0$ 、 $a_k$ 、 $b_k$  可按下式计算:

$$\begin{aligned} a_0 &= \frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(x) dx \\ a_k &= \frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(x) \cos kx dx \\ b_k &= \frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(x) \sin kx dx \end{aligned} \quad (2-20)$$

可以看出, 傅里叶级数是一个无穷级数, 只有取无穷多次才能准确代表被分解的周期函数。然而, 在应用实践中, 却只能分析有限次数。一般来说, 周期函数的正弦性畸变率越小, 其波形越接近正弦形, 其傅里叶级数展开式的收敛速度越快。因此, 应用傅里叶级数对周期函数进行谐波分析时, 究竟分析到多少次谐波, 还应视不同课题的具体情况而定。

科学研究和工程实际中, 常常根据傅里叶级数的基本原理, 编制出快速傅里叶分析软件, 以便对非正弦的电磁场波形、电动势波形及电流波形等进行快速谐波分析。

将谐波分析原理应用到发电机和电力电子变流装置时, 往往可以发现某些规律性, 下面就这些规律性作简要介绍。

## 2. 在发电机中的应用

由于旋转电机结构上的对称性, 发电机中的周期函数通常也具有对称性。在直角坐标系中, 若周期函数以坐标系的纵轴为对称, 它是一个偶函数, 用傅里叶级数分解时, 只含有偶函数分量 (即余弦分量和恒定分量), 而不含有奇函数分量 (即正弦分量); 反之, 当周期函数以坐标系的原点为对称时, 它是一个奇函数, 用傅里叶级数分解时, 只含有正弦分量而不含有余弦分量。

原则上讲, 坐标轴线的选取可以是任意的, 一个对称周期变化的函数既可以表示成奇函数, 也可以表示成偶函数, 可视解决问题的方便而定。

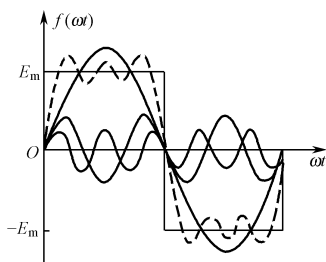


图 2-29 对称周期函数的傅里叶分解

由于旋转电机结构上的对称性, 发电机中的对称周期函数一般满足  $f(x) = -f(x)$ , 也就是说, 将函数波形沿坐标系横轴平行移动半个周期后, 将与原波形对称于横轴, 通常称为镜对称。可以证明, 具有镜对称特性的周期函数的傅里叶展开式中只含有奇次谐波分量 (即 1 次, 3 次, 5 次,  $\dots$ ), 而

不含有偶次谐波分量（即恒定分量和 2 次，4 次，6 次，…）。图 2-29 所示为具有镜对称特性方波的傅里叶分解波形。为了清楚起见，图中只给出了基波、3 次谐波和 5 次谐波的波形。

风力发电中普遍采用三相交流发电机。由电机原理可知，由于三相交流发电机电枢绕组均为三相对称绕组，可以证明，发电机的三相合成磁动势及线电动势中，不存在 3 次和 3 的整数倍次谐波。

综上所述，在理想情况下，三相交流发电机的合成磁动势和线电动势中，将只含有基波和  $(6k \pm 1)$  次（即 1 次，5 次，7 次，11 次，13 次，…）谐波，其中  $k = 1, 2, 3, \dots$ 。因此，在研究如何改善发电机的电动势波形时，可以主要针对 5 次、7 次等对电动势波形影响较大的次数较低的谐波采取有效的措施。发电机中的齿谐波是一种对电动机性能影响很坏的谐波，应着重加以削弱和消除，一般应特别着重抑制和消除一阶和二阶齿谐波。发电机中的齿谐波次数  $V_z$  由下式确定：

$$V_z = k \frac{Z}{p} \pm 1 \quad (2-21)$$

式中， $k$  为齿谐波的阶数  $k = 1, 2, 3, \dots$ ； $Z$  为电枢铁心的槽数； $p$  为发电机的极对数。

目前，风力发电中主要采用的风力发电机组类型有恒速恒频机组、变速双馈机组和变速直驱机组等，它们所采用的发电机类型各不相同，发电机磁极结构和电枢绕组结构也各不相同，谐波分析的结果也有明显区别。由于篇幅所限，这里不便展开说明，仅就不同类型发电机在谐波含量上的主要特点作以下简要说明。

恒速恒频机组主要采用笼型感应发电机。为了改善机组的功率特性，提高风电能量转换效率，常采用双速感应发电机。双速感应发电机可分为双绕组双速和单绕组双速两种类型。由于双绕组双速发电机的体积大，有效材料的利用率低，因此，大多采用性能更为优越的 4/6 变极的单绕组双速方案。这种双速绕组 4 极时为正规的  $60^\circ$  相带绕组，可以有效抑制磁动势谐波和电动势谐波；但变为 6 极时常为非正规相带绕组，这时绕组产生的磁动势谐波和电动势谐波显著增加，使在 6 极下运行时发电机的输出电压波形较差。因此，在设计单绕组变极的双速绕组时，需要对绕组方案进行仔细的谐波分析，以便优选出波形较好的方案。

变速双馈机组采用双馈型感应发电机。双馈感应发电机的定子绕组直接并入电网，其产生谐波的情况与笼型感应发电机相同。而双馈感应发电机的转子绕组与电网之间需要串入一台交-直-交变频器，通过控制发电机转子边的转差功率实现机组的变速运行，从而改善机组的功率特性，提高风电能量转换效率。由于定子绕组和转子绕组都需要向电网馈电，因此都需要进行精心的设计，以便最大限度地削弱高次谐波及其影响。

变速直驱机组通常采用低速永磁同步发电机。这时，发电机由风力机直接驱动，而不再设置齿轮箱等传动装置。为了改善机组的功率特性，提高风电能量转换效率，

在发电机定子绕组与电网之间需要串入一台交-直-交变流器，以便实现风力发电机组的变速恒频控制。由于风力机的额定转速很低，一般每分钟只有十几转，因此永磁同步发电机的极数很多。例如，有一台变速直驱机组使用的永磁同步发电机，额定转速 15r/min，额定频率 10Hz，极数为 80 极。由于电枢铁心圆周所能开出的槽数是有限的，为了获得与整数槽绕组同样的分布效果，多极低速永磁同步发电机常采用分数槽绕组，即发电机每极每相均摊到的槽数是一个分数。分数槽绕组可以显著抑制高次谐波，同时还可以消除低阶齿谐波，对改善发电机的性能及其电动势波形十分有利，但可能产生一系列次谐波（次数小于 1 的分数次谐波），将对发电机的性能造成影响。另外，永磁发电机的永磁体形状及其磁极结构也将对谐波含量及其大小产生重要影响。因此，对于低速永磁同步发电机同样需要进行仔细的谐波分析，以便优选出性能和波形俱佳的设计方案。

近年来又出现了一种所谓半直驱式机组，一般采用永磁同步发电机。其齿轮箱采用了较小的变速比，发电机的额定转速约在 200~300r/min 之间。与直驱式相比，发电机的设计相对容易些，其谐波分析情况与直驱式类似。

实际上，尽管风力发电机组会产生谐波，但对于直接并网的风力发电机组，如对于采用笼型感应发电机的恒速恒频机组，还没有因其产生的谐波干扰受到用户的投诉或损伤设备的实例，因此对其所产生的谐波可以不进行测量；对于直接并网的同步发电机组，仅产生有限的谐波。因此，只要符合 GB 755—2000 之 8.9 的要求（输出电压应为实际正弦波形和实际平衡系统），对机组产生的谐波也可不要求。

### 3. 在电力电子变流装置中的应用

目前，并网运行的风力发电机组几乎毫无例外地都要使用电力电子变流装置。例如，并网运行的定桨距恒速风力发电机组普遍使用晶闸管软启动装置，而并网运行的变速风力发电机组则普遍使用 IGBT 变流器。这些电力电子变流装置将向电网注入大量的谐波电流，可能对电网用户产生谐波干扰或对设备造成损伤，因此需要对带有电力电子变流装置的风力发电机组在其连续运行期间的谐波电流进行测量及谐波分析，以便采取必要的有针对性的限制措施。

**1) 在晶闸管软启动装置中的应用** 目前，并网运行的定桨距恒速恒频风力发电机组普遍采用晶闸管软启动装置，软启动装置的主要作用是限制发电机在并网时及双速发电机变极切换时的瞬变电流，以免对电网造成过大冲击。软启动完毕后，可利用旁路开关将软启动装置的主电路短路。图 2-30 所示为晶闸管软启动装置的主电路（只画出了其中一相）及其输出电压波形。

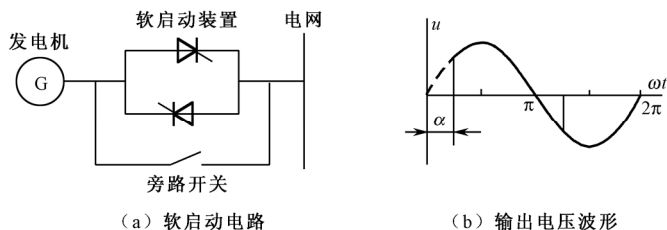


图 2-30 晶闸管软启动电路及其输出电压波形

可以看出,在发电机软启动(软并网)过程中,随着触发延迟角 $\alpha$ 从 $180^\circ \sim 0^\circ$ 的逐渐变化,晶闸管开关逐渐开启,其输出电压波形中包含着基波和一系列高次谐波,对其进行谐波分析时,可用傅里叶级数将该波形展开,假定晶闸管软启动装置输入端的电压(即发电机输出电压)为理想正弦波形,其输出电压及其各次谐波电压有效值的标幺值(以电网电压为基值)与触发延迟角 $\alpha$ 的关系见表 2-3。

使用晶闸管软启动装置有效抑制了发电机并网时和双速发电机变极切换时的瞬变电流的幅值,避免了对电网的冲击。但是,另一方面,在发电机软启动(软并网)的过程中,也将有大量谐波电流注入电网,特别是软启动(软并网)的初始阶段,晶闸管的触发延迟角很大(导通角很小),晶闸管输出端电压严重偏离正弦波形,基波电压的幅值很小,而谐波电压的幅值很大(参见图 2-29 (b) 的波形和表 2-3 的数据),因此注入电网的谐波电流的幅值也将很大。

表 2-3 输出电压及其谐波电压有效值与触发延迟角 $\alpha$ 的关系

| 谐波电压<br>触发延迟角 $\alpha$ | $U_1$ | $U_3$ | $U_5$ | $U_7$ | $U_L$ |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                        | 电压标幺值 |       |       |       |       |
| $30^\circ$             | 0.989 | 0.081 | 0.071 | 0.059 | 0.985 |
| $60^\circ$             | 0.935 | 0.266 | 0.154 | 0.077 | 0.897 |
| $90^\circ$             | 0.839 | 0.450 | 0.150 | 0.150 | 0.707 |
| $120^\circ$            | 0.699 | 0.540 | 0.312 | 0.156 | 0.442 |
| $150^\circ$            | 0.500 | 0.468 | 0.413 | 0.340 | 0.170 |

通常情况下,晶闸管软启动装置在机组并网或变极切换时的工作时间只延续几秒(一般不超过 6s),根据安装了软启动装置的风力发电机组的运行经验,在如此短暂的时间内,谐波引起故障的情况并不多见,因此短时间持续的谐波常可视为是无害的,在国家标准 GB/T 20320—2006 中规定,对这种软启动装置产生的短时间谐波可不作要求。

**2) 在 IGBT 变流器中的应用** 目前,并网运行的变速风力发电机组主要有两种类型,即采用双馈感应发电机的双馈变速风力发电机组和采用低速永磁同步发电机

的直驱变速风力发电机组。为了改善功率特性和电能质量，两种类型的机组都需要使用 IGBT 变流器，如图 2-31 和图 2-32 所示。

变流器的网侧普遍采用桥式电压源变流器，功率开关器件采用 IGBT（绝缘门极双极性晶体管），所采用的开关控制技术主要有正弦波脉宽调制技术（SPWM）和基于坐标变换的空间矢量变换控制技术等。这些控制技术保证了风力发电机组输出端的电能质量。

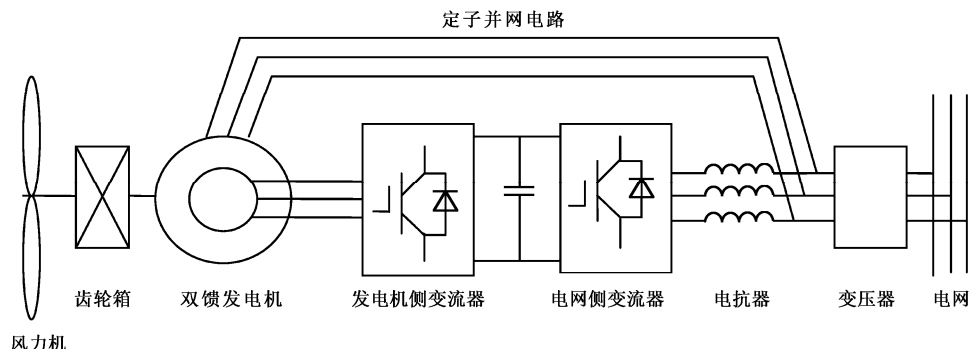


图 2-31 变速恒频双馈风力发电机组

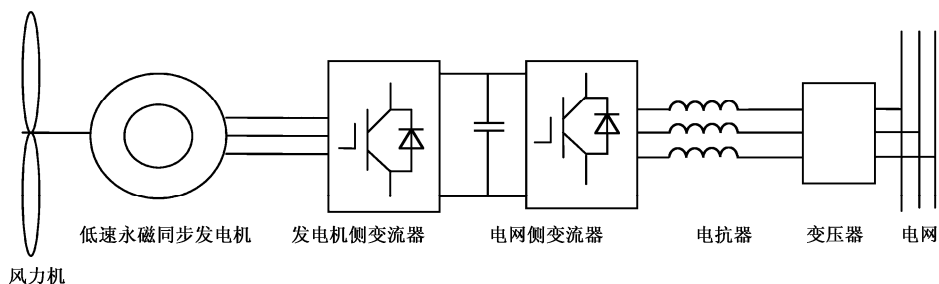


图 2-32 变速恒频直驱风力发电机组

与正弦波等效的矩形脉冲序列如图 2-33 所示。正弦波脉宽调制（SPWM）波形生成的原理如图 2-34 所示，图中的三角波载波和正弦调制发生电路可以用模拟电路构成，也可以用软件编程来实现，风力发电系统中常采用后者。SPWM 技术保证了机组输出端电压波形为实际正弦波形和实际平衡系统，使注入电网的谐波电流显著减少，特别对低次谐波（19 次以下）有显著的抑制作用。采用 IGBT 的 SPWM 电路的载波开关频率一般为 2~6 kHz，是我国 50Hz 的电网基准频率的 40~120 倍，在这个频率范围内，变流器输出的谐波电流具有较大的能量。因此，GB/T 20320—2006 规定，对于频率在 50 倍电网基准频率以内的谐波电流，应指定其独立谐波电流和最大总谐波电流畸变率（参见式 2-22 和式 2-23）；对于超过 50 倍电网基准频率的谐波



的测量和评估方法也在研究和制定之中。

独立谐波电流畸变率和总谐波电流畸变率可用式(2-22)和式(2-23)定义:

$$\text{THD}_h = \frac{I_h}{I_1} \times 100\% \quad (2-22)$$

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (2-23)$$

式中,  $\text{THD}_h$  为第  $h$  次谐波电流的畸变率;  $\text{THD}$  为总谐波电流畸变率;  $I_h$  为第  $h$  次谐波电流有效值;  $I_1$  为基波电流有效值。

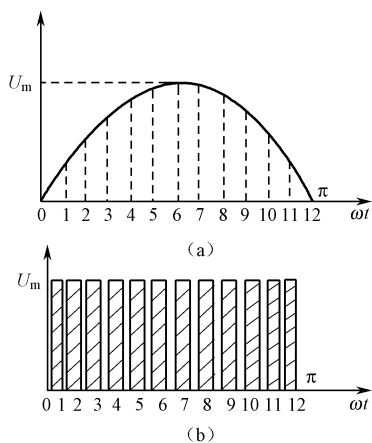


图 2-33 与正弦波等效的矩形脉冲序列

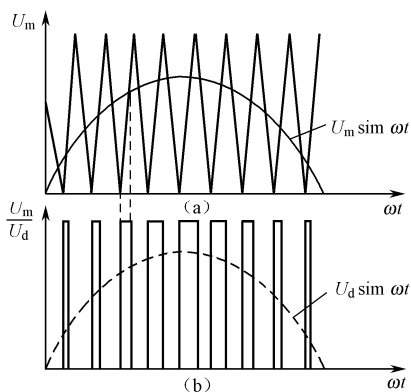


图 2-34 正弦波脉宽调制 (SPWM) 波形的生成

### 2.3.2 非正弦电量测量原理

风力发电机组中常采用电力电子变流器, 变流器输出的电压或电流波形一般为非正弦波形。普通的交流电工测量仪表多以工频正弦交流量的有效值来校准, 用于测量非正弦电量时将产生较大误差。一般来说, 被测电量的正弦性畸变率越大, 测量误差也越大。例如, 利用 D26—V 型电动系电压表 (0.5 级) 测量图 2-30 (b) 所示的晶闸管相控交流调压器的相电压波形时, 其有效值误差随触发延迟角  $\alpha$  的变化而变化, 当  $\alpha = 90^\circ$  时, 测量值相对理论值的误差已经超过 4%。

风力发电中, 电量的测量和计算一般采用数字方法。因此, 这里主要介绍非正弦电量数字测量的基本原理。

#### 1. 非正弦电压、电流的测量原理

在测量交流电压、电流时, 人们最关心的是其有效值, 电压、电流有效值是以其瞬时值的方均根值来定义的。以电压为例, 其有效值  $U$  可表示为

$$U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u^2 dt} \quad (2-24)$$

式中,  $u$  为交流电压的瞬时表达式  $u(t)$ ;  $T$  为交流电压  $u$  的周期。

如果将交流电压  $u$  (或电流  $i$ ) 在一个周期  $T$  内分成间隔为  $\Delta t$  的  $N$  个子区间, 当  $\Delta t$  足够小时, 式 (2-24) 中的积分运算可以足够准确地用下式中的求和运算来代替:

$$U = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{m=1}^N u_m^2 \Delta t} \quad (2-25)$$

式中,  $u_m$  为  $t = (m-1)\Delta t$  时的电压值。

如果令  $N$  个子区间的时间间隔  $\Delta t$  相等, 则有  $\Delta t = T/N$ , 此时式 (2-25) 可表示为

$$U = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{m=1}^N u_m^2} \quad (2-26)$$

显然, 如果被测电量是电流, 有与上式形式相同的表达式, 即

$$I = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{m=1}^N i_m^2} \quad (2-27)$$

式中,  $i_m$  为  $t = (m-1)\Delta t$  时的电流值。

根据式 (2-26) 和式 (2-27), 可以用数字方法测量任意波形交流电压和电流的有效值。具体方法是: 被测电压或电流信号从模拟量输入模块输入后, 由 A/D 转换器转换成数字量, 然后送入 CPU, CPU 根据在一个周期  $T$  内采集到的  $N$  个离散值, 按式 (2-26) 和式 (2-27) 计算出电压或电流的有效值。

如果已经采用快速傅里叶分析软件对电压或电流进行了谐波分析, 即电压或电流的基波和各次谐波的有效值已经已知, 根据电工原理, 还可使用式 (2-28) 和式 (2-29) 计算非正弦电压或电流的有效值:

$$U = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \cdots + U_n^2 + \cdots} \quad (2-28)$$

$$I = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + \cdots + I_n^2 + \cdots} \quad (2-29)$$

式中,  $U_1$ 、 $U_2$ 、 $\cdots$ 、 $U_n$  和  $I_1$ 、 $I_2$ 、 $\cdots$ 、 $I_n$  分别为非正弦电压、电流的基波和各次谐波分量的有效值。

## 2. 功率和功率因数的测量原理

由正弦波电压、电流供电时, 电路的功率因数可按相电压与相电流的相位差角的余弦来计算。在非正弦情况下, 由于电压和电流波形发生了畸变, 上述功率因数计算方法不再适用。

通常, 非正弦电路的有功功率  $P$  和无功功率  $Q$  分别定义为其基波和各次谐波的有功功率及无功功率之和, 即

$$P = m \sum_{k=1}^{\infty} U_k I_k \cos \varphi_k \quad (2-30)$$

$$Q = m \sum_{k=1}^{\infty} U_k I_k \sin \varphi_k \quad (2-31)$$

式中,  $m$  为电路的相数;  $U_k$ 、 $I_k$ 、 $\varphi_k$  分别为每相第  $k$  次谐波的电压、电流有效值及其相位差角。

非正弦电路的视在功率仍用下式表示:

$$S = mUI \quad (2-32)$$

式中,  $U$ 、 $I$  为非正弦相电压和相电流的有效值, 如式 (2-26) 和式 (2-27) 所示。

对于非正弦电路, 一般来说,  $S^2 = P^2 + Q^2$  的关系不再成立。然而, 学术界的普遍意见是, 仍利用下式来计算电路的等效功率因数:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{mUI} \quad (2-33)$$

这时, 虽然仍有  $P = S \cos \varphi$ , 但  $Q = S \sin \varphi$  的关系已不再成立, 功率因数角  $\varphi$  也已经不是电压和电流过零点的相位差角。

由式 (2-33) 可知, 非正弦电路的功率因数测量问题就转化为电路的有功功率测量和电压、电流有效值的测量上。

交流电路的瞬时电功率为其电压、电流瞬时值的乘积, 即

$$p(t) = mu(t)i(t) \quad (2-34)$$

而平均有功功率则为瞬时功率在一个周期内的平均值, 即

$$P = \frac{m}{T} \int_0^T u i dt \quad (2-35)$$

用数字方法测量有功功率时, 采用电压和电流信号的离散值, 此时式 (2-35) 可以用下面的求和式来代替, 即

$$P = \frac{m}{T} \sum_{j=1}^N u_j i_j \Delta t \quad (2-36)$$

式中,  $u_j$ 、 $i_j$  为第  $j$  个采样点的电压、电流离散值;  $N$  为一个周期内的采样点数。

当选择  $N$  个相等子区间时, 有  $\Delta t = T/N$ , 故平均有功功率的计算公式可改写为

$$P = \frac{m}{N} \sum_{j=1}^N u_j i_j \quad (2-37)$$

可见, 平均有功功率的测量也转化为对电压、电流信号离散值的采样, 对每个采样点的乘法运算、累加运算及平均值计算等将由软件编程来实现。

### 2.3.3 谐波的测量

谐波测量就是根据谐波分析原理, 测取被测非正弦电量中各次谐波分量的有效

值，并计算独立谐波和总谐波的畸变率。常用的谐波测量方法有频域法和时域法，下面作简单介绍。

1. 频域法谐波分析仪

频域法谐波分析仪利用窄带带通滤波器，从输入的非正弦信号中选出特定频率的谐波分量，用频率连续可变的标准正弦波定标。

一种采用并行分析法的谐波分析仪的原理框图如图 2-35 所示。它具有 10 个窄带带通滤波器，这些滤波器的通频带从仪器测量范围的最低频到最高频，各自接有幅度检波器。由于被测信号的各频率分量同时通过相应的滤波器和检波器，又同时送到显示器，因此谐波分析仪可用于研究周期性非正弦信号的瞬变过程。

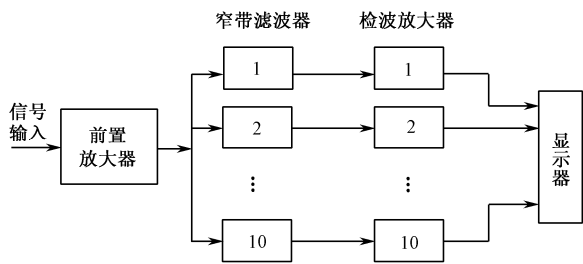


图 2-35 并行分析法谐波分析仪的原理框图

英国 Robinson 电子仪器公司生产的这种谐波分析仪可对 39 次以内的谐波进行连续测量，每次谐波的测量时间为 10s，各次谐波的总测量周期为 15min。

2. 外差式谐波分析仪

工程上广泛使用的是外差式谐波分析仪。从原理上说，这种谐波分析仪使用的也是一种频域法，其原理框图如图 2-36 所示。

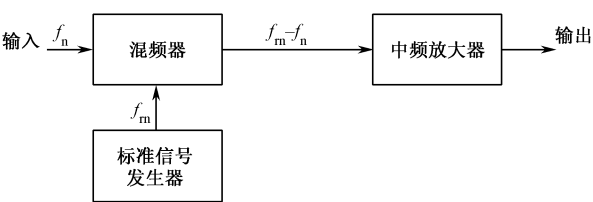


图 2-36 外差式谐波分析仪的原理框图

标准信号发生器产生连续可变的标准正弦波  $f_m$ ，与被测非正弦信号  $f_n$  同时送入混频器，混频器输出差频信号  $f_m - f_n$ ，然后由中频放大器选频输出。中频放大器具有固定的频率范围  $(f_1 - \Delta f)$ 。当差频信号满足  $f_m - f_n \pm \Delta f = f_1 \pm \Delta f$ ，即  $f_m - f_n = f_1$  时，可通过中频放大器，而其他频率的信号则被滤掉。因此，只需使标准正弦波信

号频率连续变化, 就可以测量出输入信号中的各次谐波分量。

### 3. 数字谐波分析仪

数字谐波分析仪采用的是谐波分析的时域法。将被测非正弦周期信号经 A/D 转换器变为数字量, 送入 CPU 进行快速傅里叶变换 (FFT 运算), 计算出各次谐波的幅值和相位, 并同时计算出波形的独立谐波和总谐波畸变率, 最后进行数字显示或打印。这种谐波分析仪响应速度快, 测量精度高, 可以做成便携式, 适合于谐波分析的稳态和瞬态测试。数字谐波分析仪的原理框图如图 2-37 所示。

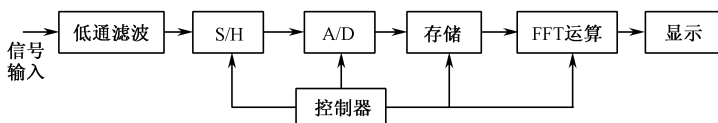


图 2-37 数字谐波分析仪的原理框图

## 2.4 转速、应力和转矩的测量

风力发电中, 需要测量的非电量主要有转速、应力、转矩、温度, 以及振动、噪声等, 这些物理量是表明风力发电机组运行状态及其安全性的重要参量, 需要随时进行监测或检测。温度的测量将在 2.5 节介绍, 有关振动与噪声的测试将在第 4 章中作专门介绍, 本节主要介绍转速、应力和转矩的测量原理及测量方法。

### 2.4.1 转速的测量

风力发电机组需要测量风轮主轴（低速轴）和发电机轴（高速轴）的转速。转速信号主要用于机组的并网、脱网及变速控制等。

机组并网时, 为了避免对电网的冲击, 当风速仪检测到风速已达到切入风速时, 还应同时检测机组的转速是否符合并网的要求。对于感应发电机, 目前普遍采用软并网技术, 对并网转速的要求并不十分严格, 只要转速接近同步转速即可并网; 对于直接并网的同步发电机, 则要求机组转速准确同步, 然后借助于高精度的整步并网设备完成并网操作; 对于变速控制的风力发电机组, 由于机组转速已经与电网解耦, 因此对并网时的机组转速没有严格的要求, 但仍然需要对转速进行监测和控制。

当风速超过一定的限度（切出风速），或者转速传感器检测到发电机转速或风轮转速超过额定转速的 110% 时, 主控制器将发出停机指令, 风力发电机组将执行脱网停机操作。

对于采用变速控制的风力发电机组, 需要使机组转速能够跟踪风速的变化, 以便对机组的功率特性进行优化控制, 这就需要对机组转速进行在线检测, 以便随时为机组的变速控制提供转速信号。

从以上情况可知，转速的准确测量对风力发电机组来说是非常重要的。一般来说，转速是指被测轴的每分钟转数。转速测量方法有很多种，在风力发电机组中，常采用光电数字测速方法，这种测速方法为非接触式测速，测速装置结构简单，精度高。因此，下面仅就光电数字测速方法作简要介绍。

1. 光电转速传感器

光电式转速传感器可分为投射式和反射式两种，风力发电机组中主要采用投射式。投射式光电转速传感器的测速原理如图 2-38 所示。

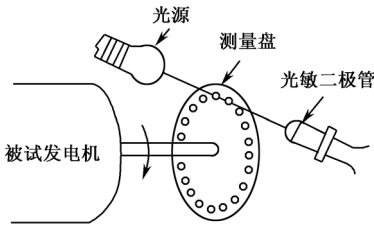


图 2-38 投射式光电转速传感器的测速原理

将一个圆周均匀分布着很多小圆孔或齿槽的圆盘（常称为齿盘）固定在被测轴上，齿盘两侧分别设置红外光源和光敏晶体管，当红外光束通过小孔或槽部投射到光敏晶体管上时，光敏晶体管导通；当光束被齿盘的无孔部分或齿部遮挡时，光敏晶体管截止。因此每当齿盘随转轴转过一个孔距（或一个齿距），光敏晶体管就会送出一个脉冲信号。显然，脉冲信号的频率与被测轴的转速成正比。一般齿盘圆周的孔数（或齿槽数）为 60 或 60 的整数倍。

2. 数字测速的测频法

所谓测频法测速，就是在给定标准时间内累计传感器发出的脉冲数，即以测量计数脉冲频率的方法来测量转速。图 2-39 所示的是测频法测速的原理框图。

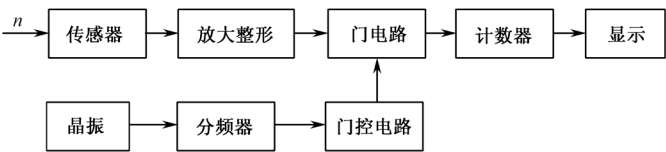


图 2-39 测频法测速原理框图

由光电转速传感器输出的脉冲信号经放大整形后，通过门电路送到计数器进行脉冲计数。为了选择一个标准时间来控制门电路的开/闭，一般使用晶体振荡器产生基准时间脉冲信号，经分频器分频后得到 0.1s、1s 等标准时间信号，通过门控电路发出指令来控制门电路的开/闭。

若被测轴转速为  $n$  (r/min), 被测轴每旋转一周, 光电传感器所发出的脉冲数为  $Z$ , 测量的标准时间为  $t$  (s), 则计数器计数的脉冲数  $N$  为

$$N = \frac{n}{60} Zt \quad (2-38)$$

由式 (2-38) 可以看出, 欲使计数脉冲数  $N$  “等于” 被测轴的转速  $n$ , 应使被测轴每转过一周, 光电传感器发出的脉冲数  $Z$  与测试时间  $t$  的乘积等于 60, 即  $Zt = 60$ 。例如, 若取  $Z = 60$ ,  $t = 1\text{s}$ , 则计数器的计数脉冲数恰好等于被测轴的每分钟转数。因此  $Z$  的数值最好是 60 或 60 的整数倍。

门控电路对计数脉冲的控制如图 2-40 所示。

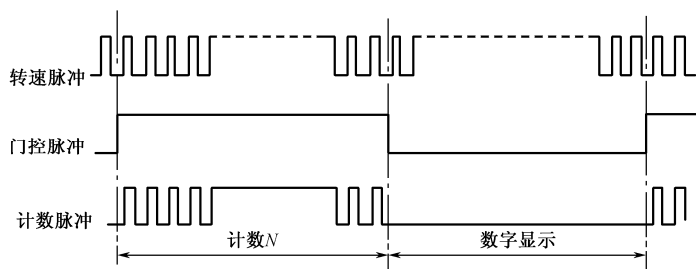


图 2-40 门控电路对计数脉冲的控制

由式 (2-38) 可知, 采用测频法测速时, 若被测轴的转速  $n$  较低时, 由于计数脉冲数  $N$  较小, 使测速精度降低。要想提高测速精度, 应增大  $N$ 。显然, 增加测试时间  $t$  的方法是不可取的, 对于一般的光电传感器, 增加圆盘圆周的孔数  $Z$  也是有困难的。利用了光栅技术的光电编码器大幅度提高了  $Z$  值, 从而扩大了转速测量范围, 同时提高了测量精度。

### 3. 数字测速的测周法

所谓测周法测速, 就是通过测取转过给定角位移的时间来测取转速。当被测轴转过给定角位移  $\Delta\theta$  时, 传感器就输出一个电脉冲周期, 用晶体振荡器产生的时钟脉冲来度量这一周期的时间, 即可测得转速。

测周法测速的原理框图如图 2-41 所示。

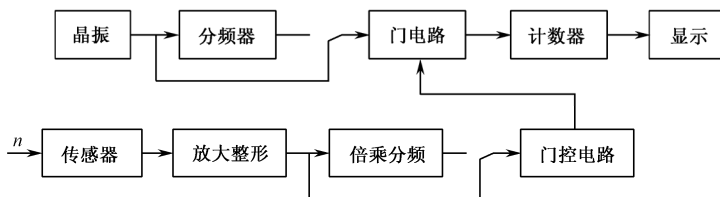


图 2-41 测周法测速原理框图

可以看出，测周法测速正好与测频法测速相反，用转速传感器输出的周期脉冲信号来控制门电路的开/闭，晶体振荡器产生的时钟脉冲经门电路送入计数器计数，即用标准时钟脉冲信号来度量被测角位移周期的长度。

若时钟脉冲周期为  $T_0$ ，计数值为  $N$ ，则被测角位移周期为  $T_x = NT_0$ 。若被测轴每转一周传感器输出的脉冲数为  $Z$ ，则被测轴每转一周所需时间为  $T = ZT_x = ZNT_0$ 。因此，被测轴的每分钟转速为

$$n = 60f = \frac{60}{T} = \frac{60}{ZNT_0} \quad (\text{r/min}) \quad (2-39)$$

当被测轴转速提高时，被测角位移周期变短，计数器的计数值  $N$  减小，使测量误差增大。为了提高测量精度，一般采用被测周期倍乘措施，即将被测信号  $M$  分频，用倍乘周期信号去控制门电路，使门电路的开门时间增加为原来的  $M$  倍，即为  $MT_x$ ，从而提高了测试精度。这时，被测轴的转速为

$$n = \frac{60M}{ZNT_0} \quad (\text{r/min}) \quad (2-40)$$

测周法测速电路的波形图如图 2-42 所示。

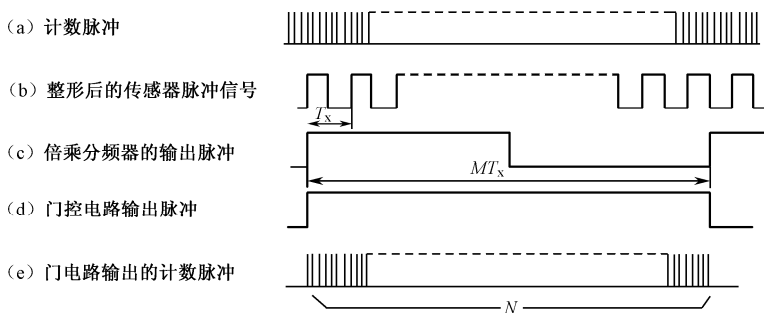


图 2-42 测周法测速电路的波形图

## 2.4.2 应力的测量

为了保证风力发电机组的安全运行，需要对风力机叶片的根部载荷、风轮载荷、塔架载荷，以及塔顶弯矩或扭矩等进行测量，以便随时了解风力发电机组的静、动载荷是否在允许限值以内。若超过了规定的允许限值时，则应对风力发电机组实施安全保护。

上述静、动载荷的测量常采用电阻应变法。本小节将对电阻应变法的测量原理和测量方法作简要介绍，更详细的风力发电机组载荷的测试原理和测试方法请参照 6.4 节。



### 1. 电阻应变法原理

在外力作用下，物体内部将产生应力，应力表征了物体的受力情况。受外力作用的物体还将发生几何变形，应变则表征了受力物体所产生相对变形的程度。胡克定律表明，在弹性限度内，应力与应变呈线性关系。因此，只要测得物体的应变，就可以知道该物体的受力情况了。

通常使用应变片来测取物体的应变。把一根很细的具有较高电阻率的金属丝按一定规律排列后，粘贴在基底上，焊好引出线后用覆盖层固定，就做成了一个应变片。如果应变片电阻值的变化与应变呈线性关系，就可以利用应变片来测量应变（应力）了。

一根圆导线的电阻  $R$  为

$$R = \rho \frac{l}{S} \quad (2-41)$$

式中， $\rho$  为电阻率； $l$  为导线长度； $S$  为导线截面积。

当导线沿轴向受力而增长  $\Delta l$  时，其径向将缩小  $\Delta d$ ，截面积将缩小  $\Delta s$ ，同时导线的电阻率也将变化  $\Delta \rho$ ，此时，电阻的增量  $\Delta R$  为

$$\begin{aligned} \Delta R &= \frac{\partial R}{\partial \rho} \Delta \rho + \frac{\partial R}{\partial l} \Delta l + \frac{\partial R}{\partial s} \Delta s \\ &= \frac{l}{s} \Delta \rho + \frac{\rho}{s} \Delta l - \rho \frac{l}{s^2} \Delta s \end{aligned} \quad (2-42)$$

式 (2-42) 两端同时除以式 (2-41)，可得

$$\frac{\Delta R}{R} = \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta l}{l} - \frac{\Delta s}{s} \quad (2-43)$$

式 (2-43) 表明，电阻的变化率为各参量变化率的代数和。

经过进一步推导和适当简化，式 (2-43) 可改写成如下简单的形式

$$\frac{\Delta R}{R} = k_0 \varepsilon \quad (2-44)$$

式中， $\varepsilon = \frac{\Delta l}{l}$  即为导线的纵向应变； $k_0$  为常数，称为金属材料的灵敏系数。可见，应变片的电阻变化率与应变呈线性关系，这就是电阻应变法测试应力所依据的基本原理。

### 2. 应变片的种类和特点

常用的应变片有以下 3 种类型。

**1) 电阻丝式应变片** 电阻丝式应变片的结构如图 2-43 (a) 所示。为了增大应变片的电阻值，导线很细而且排列成栅状，导线直径一般约为 0.025mm。

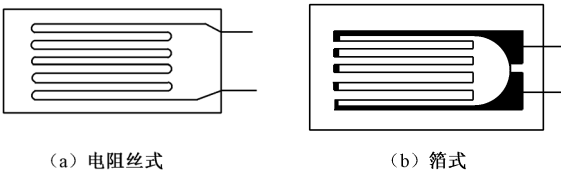


图 2-43 应变片

2) 箔式应变片 箔式应变片的结构如图 2-43 (b) 所示。电阻敏感元件不是采用金属丝,而是采用光刻、腐蚀等工艺制成的金属箔栅,金属箔的厚度一般在 0.003~0.1mm。箔式应变片的表面积大,散热条件好,允许电流大,应变片感受的应力状态与被试物体表面更为接近,端部效应小,因此测量精度较高。

常用金属应变片材料及其主要性能见表 2-4。

表 2-4 常用应变片材料及其性能

| 材料名称    | 成分 |     | 灵敏系数<br>$k_0$ | 电阻率<br>$\rho / (\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m})$ | 电阻温度系数<br>$\alpha_t / (10^{-6} \cdot ^\circ\text{C}^{-1})$ | 线膨胀系数<br>$\beta / (10^{-6} \cdot ^\circ\text{C}^{-1})$ |
|---------|----|-----|---------------|---|--|--|
|         | 元素 | 百分比 |               |   |  |  |
| 康铜      | Cu | 57  | 2.0           | 0.49  | -20~20   | 14.9   |
|         | Ni | 43  |               |   |  |  |
| 镍-铬合金   | Ni | 80  | 2.1~2.5       | 0.9~0.11  | 110~150  | 14.0   |
|         | Cr | 20  |               |   |  |  |
| 镍-铬-铝合金 | Ni | 73  | 2.4           | 1.33  | -10~10   | 13.3   |
|         | Cr | 20  |               |   |  |  |
|         | Al | 3~4 |               |   |  |  |
|         | Fe | 余量  |               |   |  |  |

3) 半导体应变片 单晶硅半导体的压阻效应制成的应变片,对单晶硅某一轴向施加一定载荷而产生应力时,单晶硅的电阻率也会随之发生变化。与上面两种金属式应变片相比,半导体应变片的灵敏度很高,但其电阻温度系数大,非线性严重,使用时需要进行非线性处理。

3. 应变测试系统

应变测试系统由应变片、数据采集器和应变测试软件等构成。对于应变片所测量到的应变信号,数据采集器应具有自动采集、计算和记录功能。

数据采集器的主要性能指标有采样率、分辨率及通道数目等。采样率应能保证系统能够捕捉到被测点受力的动态变化。系统分辨率主要取决于数据采集器硬件中的 A/D 转换器的位数,分辨率越高,应变测量的精度就越高,一般采用 12~16 位的 A/D 转换器。一般情况下,应变测试都是多点测试,因此数据采集器的通道数目限

定了系统所能监控的传感器数目。

数据采集器的自动采集、计算和记录功能是通过应变测试软件来实现的。当被测点的应变超过给定的允许限值时，数据采集器将输出报警信号，同时主控制器将控制风力发电机组脱网停机。

### 2.4.3 转矩的测量

在风力发电机组制造和运行中，常常需要对转矩进行测量，例如，发电机出厂检验时，常常需要对其输入的机械转矩进行测量；偏航、变桨距等执行机构出厂前，常常需要对其输出转矩进行测量；风轮载荷（风轮扭矩、俯仰力矩等）一般也需要借助于主轴来进行测量；JB/T 10300—2001《风力发电机组 设计要求》规定，进行风力发电机组功率测量时，通常应当用电功率作为测量参数，如果风力机的设计方案包括超出规定的过额功率（ $P_t$ ）的可能性，则应将风轮轴输出的机械功率作为控制参数予以采集，通常轴上的机械功率可通过测量轴的机械转矩和转速获得。

转矩测量方法主要有 4 种，即测功机法、校正过的直流电机法、转矩仪法及电阻应变法。前 3 种主要用于转矩的试验室测量，而电阻应变法则主要用于转矩的在线测量。

#### 1. 测功机法

测功机是根据力的平衡原理设计的。应用测功机可以测量动力机械（电机、液压马达、发动机等）的稳态转矩和最初起动转矩。常见的测功机有电机测功机、涡流测功机和磁粉测功机等。

**1) 电机测功机** 电机测功机的结构如图 2-44 所示。从工作原理来看，电机测功机就是一台直流电机，但其定子受到力矩作用后，可偏转一定角度，用杠杆装置对定子施加平衡力矩，并用测力计指示轴上转矩的大小。当被测电机为电动机时，测功机作发电机运行；当被测电机为发电机时，测功机作电动机运行。

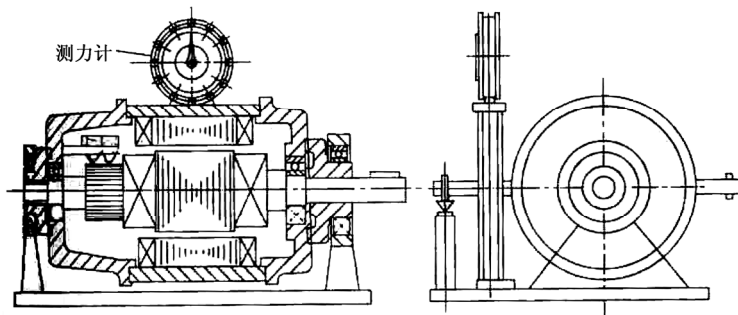


图 2-44 电机测功机的结构

测功机的机械损耗会给转矩测量带来误差，因此应根据机械损耗的大小对转矩指示值进行修正，方法如下：将测功机作为电动机空载运行，这时轴上的输出转矩为零，但由于测功机的机械损耗会使测力计有一个不大的读数，该读数即为转矩修正值。转矩测试时，当测功机作为发电机运行时，轴上的实测转矩为转矩指示值加上上述转矩修正值；当测功机作为电动机运行时则反之。

**2) 涡流测功机** 涡流测功机的结构和工作原理为，励磁绕组通以直流电流构成磁极并产生恒定磁场，与轴同步旋转的钢盘切割磁场、感应涡流并产生制动转矩。与此同时，磁极因受反作用力矩而顺电机转向偏转一个角度，并最终与平衡锤的力矩相平衡。与磁极一起偏转的测力计指针指示转矩值。调节励磁电流可以平滑调节制动转矩。

**3) 磁粉测功机** 磁粉测功机的结构和工作原理为，在定子与转子之间的气隙中添入高磁导率的磁粉。励磁绕组中无励磁电流时，气隙中无磁场，磁粉杂乱无章，不产生转矩；励磁绕组中通入励磁电流后产生气隙磁场，磁粉被气隙磁场磁化使测功机产生制动力矩，并使定子偏转一个角度后与重锤力矩相平衡。制动转矩与励磁电流基本上呈正比例关系。

## 2. 校正过的直流电机法

校正过的直流电机法也是工程上常用的一种转矩测量方法。所谓直流电机的校正是指用高精度的测功设备实测直流电机在指定状态下的转矩特性  $T = f(I_a)$ 。高精度的测功设备系指 0.5 级及以上的测功机或转矩仪。当被测电机为电动机时，直流电机的校正应在发电机状态下进行；当被测电机为发电机时，直流电机的校正应在电动机状态下进行。

用测功设备校正直流电机的方法为，将直流电机他励，校正前反复增大和减小励磁，使被校电机的剩磁稳定，然后将励磁电流调节至所需数值，并在校正试验中保持不变。待电机轴承、电刷等的摩擦损耗稳定后，在稳定转速下测取电枢电流和对应的转矩，并绘制转矩特性曲线。然后改变电机转速重复测取转矩特性，如图 2-45 所示。

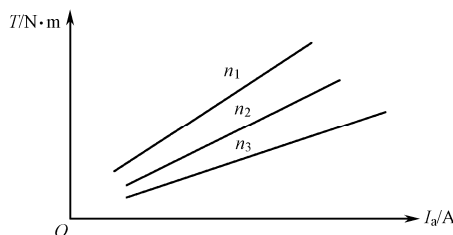


图 2-45 直流电机的校正曲线

用校正过的直流电机来测定动力机械轴上的转矩时，只需测取稳态运行的直流

电机的电枢电流和转速，然后查取对应的校正曲线  $T = f(I_a)$ ，就可确定被测动力机械轴上的转矩值。

### 3. 转矩仪法

目前，动力机械进行转矩测量时广泛使用数字式转矩仪。典型的中小型电动机转矩测试系统如图 2-46 所示，由被试电动机、扭转角相位差式转矩传感器、转矩仪、磁粉制动器及必要的电工仪表等组成。转矩传感器检测的转矩、转速信号经信号电缆送至转矩仪，进行数据处理和数字显示。磁粉制动器产生制动转矩，为动力机械（电动机等）提供机械负载，由稳流源为磁粉制动器提供稳定的励磁电源。

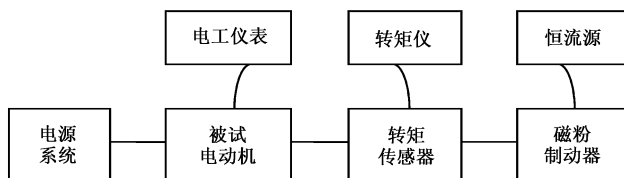


图 2-46 小型电动机测试系统

把磁粉制动器改成原动机（电动机、风力机、柴油机等），被试电动机改为被试发电机，该系统就可以用于进行发电机输入转矩和输入功率的测量。

下面介绍扭转角相位差式转矩传感器，以及转矩仪的结构和工作原理。

**1) 扭转角相位差式转矩传感器** 扭转角相位差式转矩传感器由弹性轴、齿轮、磁钢和信号线圈等构成，其结构示意图如图 2-47（a）所示。两个齿轮要加工得完全对称，装配时，它们的齿槽应在轴向上对齐。

当弹性轴旋转时，永磁体与齿轮之间的气隙磁导发生周期性变化，使信号线圈中的磁通量发生周期性变化，于是信号线圈中产生感应电动势。

当弹性轴受到转矩作用时，轴的一端相对另一端将产生一个扭转角  $\Delta\theta$ ，在弹性限度内，扭转角与转矩  $T$  成正比，即

$$\Delta\theta = kT \quad (2-45)$$

此时，两个信号线圈中感应电动势的相位差角也将随转矩成正比变化，用标准时钟脉冲去度量这一相位差角，就可测得轴上的转矩，这就是扭转角相位差式转矩传感器的工作原理。

如果把两个信号线圈用光电元件代替，把两个齿轮用外圆开有齿槽的两个圆盘代替，就构成了光电式转矩传感器，如图 2-47（b）所示。光电式转矩传感器的工作原理与上述扭转角相位差式转矩传感器基本相同，也是基于对弹性轴两端扭转角相位差的测量。

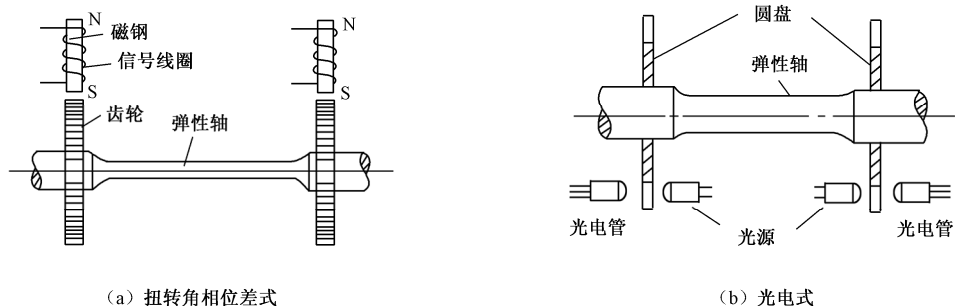


图 2-47 扭转角相位差式转矩传感器结构示意图

**2) 转矩仪的工作原理** 目前, 转矩仪产品基本上都是以单片机为核心的数字式转矩仪。通用型数字转矩仪的原理框图如图 2-48 所示。扭转角相位差式转矩传感器的两路信号  $u_1$ 、 $u_2$  经放大整形后进入检相器, 检相器作  $\bar{u}_1 \cdot u_2$  的逻辑运算后, 输出相位差信号。用 1MHz 的时钟脉冲填充相位差信号。在转矩测量时间  $t_2$  内, 经分频器适当分频后, 由转矩计数器计数并数字显示转矩值。转矩仪直接对信号电压  $u_1$  或  $u_2$  计数, 还可同时测量动力机械的转速。

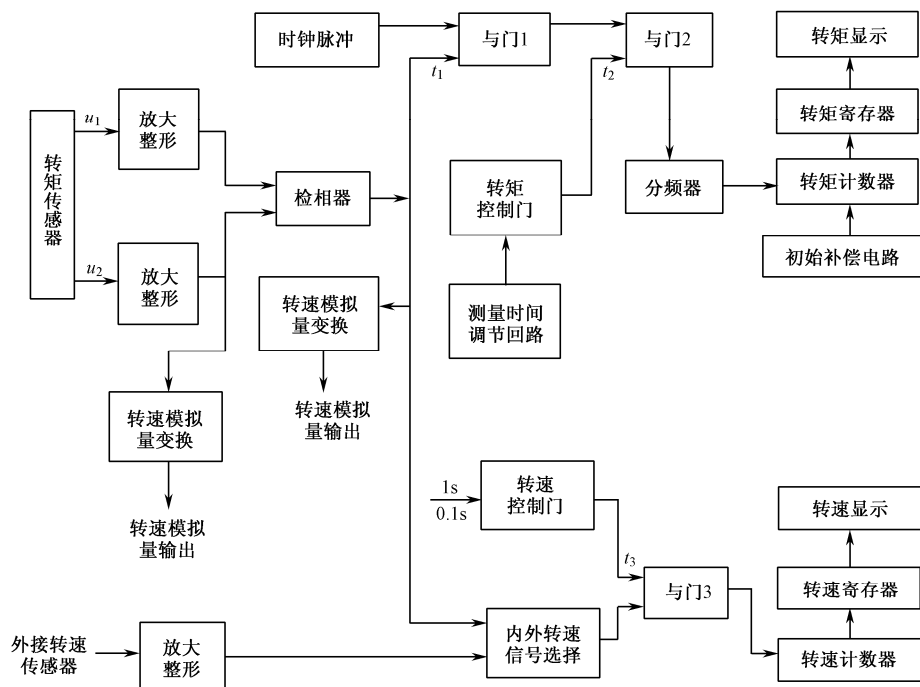


图 2-48 数字式转矩仪原理框图

转矩仪主要环节的波形图如图 2-49 所示。

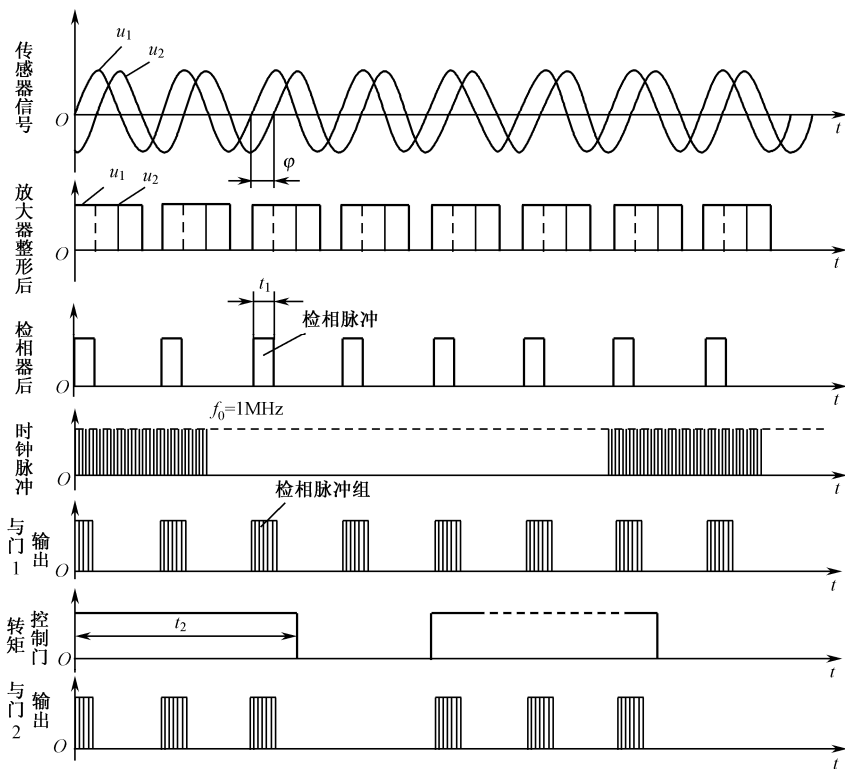


图 2-49 转矩仪主要环节的波形图

目前,高性能数字式转矩仪的时钟脉冲已达 40MHz 以上,最快响应时间可达  $1\mu\text{s}$ ,不仅可用于测量稳态转矩和转速,还可以测量瞬态转矩和转速。

#### 4. 电阻应变法

前面已经介绍了电阻应变法测量应变(应力)的原理和方法,工程实际中,电阻应变法同样可用于转矩的在线测量。力学原理指出,当转轴受到转矩作用时,在与轴成  $45^\circ$  夹角方向上将产生最大应变。若在最大应变方向上粘贴电阻应变片,就可以测得轴上的转矩。

由于应变  $\varepsilon$  所引起的应变片电阻的变化  $\Delta R$  很微小,为了提高转矩测量的灵敏度,常用 4 片应变片接成桥式电路,如图 2-50 (b) 所示。电源加在 AB 端,电压信号从 CD 端输出。4 片应变片中的  $R_1$ 、 $R_4$  粘贴在轴的前面,  $R_2$ 、 $R_3$  粘贴在轴的后面,如图 2-50 (a) 所示。

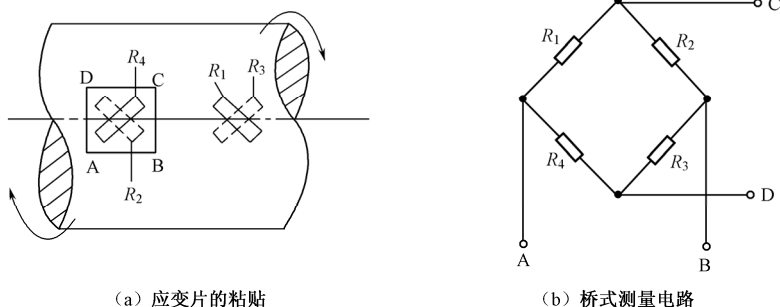


图 2-50 转矩测量的电阻应变法

当采用图 2-50 所示的桥式测量电路时，可以证明，转矩与应变成正比 ( $T \propto \varepsilon$ )，由于应变与应变片电阻的变化率成正比 ( $\varepsilon \propto \frac{\Delta R}{R}$ )，因此转矩与应变片电阻的变化率成正比 ( $T \propto \frac{\Delta R}{R}$ )。桥式测量电路 CD 端的输出电压  $U_{CD}$  为

$$U_{CD} = U_{AB} \frac{R_2 R_4 - R_1 R_3}{(R_1 + R_2)(R_3 + R_4)} \quad (2-46)$$

当转矩  $T = 0$  时，无应变， $U_{CD} = 0$ ，电桥处于平衡状态；当转矩  $T \neq 0$  时，有应变， $U_{CD} \approx U_{AB} k_0 \varepsilon$ 。

当应变片粘贴在旋转轴上时，向电桥供电和从电桥输出信号都需要通过电刷和滑环来进行，因此电刷与滑环之间的接触电阻及其变化将给转矩测量带来误差。因此，电阻应变法不适合高转速和较大振动场合的转矩测量。

近年来出现了一种磁场耦合型扭矩传感器，采用旋转变压器来传递能源和信号，取消了传统传感器的电刷滑环结构，使传感器的测量误差和寿命明显提高。其详细工作原理和结构请参见第 3.3.3 小节之 4。

## 2.5 温度的测量

为了了解风力发电机组的工作状态，需要测量前主轴承温度、后主轴承温度、齿轮箱油温度、发电机轴承温度、发电机绕组温度、液压站油温、电力电子变流器温度、控制器环境温度等。当检测温度超过相应的允许值时，风力发电机组将退出运行，否则可能因过热而损坏；当温度降至允许值以下时，机组应能自动起动投入运行。

风力发电机组运行时，可以实现风能→机械能→电能的转换。除此之外，在上述能量转换的过程中，承担能量转换或传递任务的各个部件还将会产生一系列损耗。其中，前、后主轴承和齿轮箱将因机械旋转而产生机械损耗；而发电机的损耗则比



较复杂,除了因转子旋转而引起的通风损耗和摩擦损耗(统称机械损耗)外,发电机绕组中因流过电流要产生 $I^2R$ 损耗(也称铜损耗),铁心中因磁场交变要产生磁滞损耗和涡流损耗(统称铁损耗),发电机中的谐波磁场和漏磁场等还将引起种种附加损耗。上述损耗将全部转换成热能,使主轴承、齿轮箱油及发电机的温度升高。

机组各发热部分的温度与冷却介质温度之差称为该部分的温升。当风力发电机组连续运行而使各部件达到热稳定状态时,各部件的温度将不再上升,这时损耗所产生的热量将全部散发到冷却介质中去,部件的温度也将稳定在一定的数值上。

发电机在额定状态下连续运行而达到热稳定状态时,发电机各部分温升的允许限值称为温升限值。发电机绕组的温升限值主要取决于其绝缘结构所能允许的极限温度和冷却介质温度,它们之间的关系为

$$\text{温升限值} = \text{极限温度} - \text{最高冷却介质温度} - \text{热点裕度}$$

绕组的热点裕度是指额定负载时绕组最热点的稳定温度与绕组平均温度之差。

对于用空气间接冷却的交流电机,当额定功率在 $200\text{kW} < P_N < 5000\text{kW}$ 范围内(目前,大型并网型风力发电机组的额定功率在此范围内),不同绝缘等级下交流绕组的温升限值与上述各温度的关系见表2-5。

表 2-5 绝缘等级与空气间接冷却交流绕组的温升限值

| 绝缘等级           |        | A   | E   | B   | F   | H   |
|----------------|--------|-----|-----|-----|-----|-----|
| 绝缘结构的极限温度/℃    |        | 105 | 120 | 130 | 155 | 180 |
| 最高环境空气温度/℃     |        | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  |
| 热点裕度/℃         |        | 5   | 5   | 10  | 10  | 15  |
| 交流绕组<br>温升限值/K | 电阻法    | 60  | 75  | 80  | 105 | 125 |
|                | 埋置检温计法 | 65  | —   | 90  | 110 | 130 |

应该指出的是,当最高环境温度超过 $40^\circ\text{C}$ 或海拔高度超过 $1000\text{m}$ 时,电机的温升限值和额定容量应予以修正,修正的方法和数值在国家标准GB 755—2000《旋转电机 定额和性能》中作了原则性的规定。另外,在风力发电系统中,为了保证发电机安全可靠运行,常按发电机所采用的绝缘结构对照GB 755的规定降低一个温升等级来进行考核。例如,GB/T 23479.1—2009《风力发电机组 双馈异步发电机 第1部分:技术条件》规定,当双馈发电机的绝缘为H级时,可按F级绝缘所对应的温升等级来考核。

下面介绍温度测量的几种主要方法,即电阻法、埋置检温计法和温度计法,对红外测温 and 数字温度传感器等现代测温方法也将作简单介绍。

### 2.5.1 电阻法

电阻法主要用于电机绕组温度（或温升）的测量。

温升试验是检验电机性能的重要试验，绕组温升是表征电机性能的一个重要参数。可以通过温升试验，测量绕组的冷态电阻  $R_1$  和热态电阻  $R_2$ ，从而测得绕组的温度（或温升），这种测量电机绕组温度（或温升）方法称为电阻法。

在  $-50 \sim 150^\circ\text{C}$  范围内，随着电机绕组温度的升高，绕组电阻线性增大，即

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + T_2}{T + T_1} \quad (2-47)$$

式中， $R_2$ 、 $T_2$  为温升试验结束时的绕组电阻（ $\Omega$ ）和绕组温度（ $^\circ\text{C}$ ）； $R_1$ 、 $T_1$  为温升试验开始时的绕组电阻（ $\Omega$ ）和冷却介质温度（ $^\circ\text{C}$ ）； $T$  为与绕组材料有关的常数，对铜绕组  $T = 235$ ，对铝绕组  $T = 225$ 。

用电阻法测得的是绕组的平均温度（或温升）。GB 755 指出，电机绕组温度（温升）测量时，一般应选用电阻法。

工程上，常通过温升试验，利用如下实用公式来计算绕组温升：

$$\Delta T = \frac{R_2 - R_1}{R_1} (T + T_1) + T_1 - T_0 \quad (2-48)$$

式中， $T_0$  为温升试验结束时的冷却介质温度（ $^\circ\text{C}$ ）。

用电阻法测量断能停转后的电机温度时，要求在温升试验结束后立即进行。电机断能停转后，若能在表 2-6 所列的间隔时间内测得第一点读数，则应以该读数计算绕组温升，而不需回推至断能瞬间。若在上述时间内不能测得第一点，则应尽快地在表 2-6 所规定间隔时间的 2 倍时间内测得第一点读数，以后约每隔 1min 读取一次读数，直至读数开始明显从最高值下降为止。将测得的读数作为时间的函数绘成曲线（推荐使用半对数坐标），并按电机的额定功率将曲线回推至表 2-6 所列的间隔时间，所获得的温度即作为电机断能瞬间的温度。

表 2-6 不同额定功率电机对应的断能后间隔时间

| 电机额定功率 P/kW         | 断能后间隔的时间/s |
|---------------------|------------|
| 小功率电机               | 15         |
| $P \leq 50$         | 30         |
| $50 < P \leq 200$   | 90         |
| $200 < P \leq 5000$ | 120        |
| $< P$               | 按专门协议      |

### 2.5.2 埋置检温计法

在大中型风力发电机组中，各关键部位的温度测量主要采用埋置检温计法。

轴承温度测量时，埋置的检温计测量点应尽可能靠近表 2-7 所列的两个位置之一。一般来说，在测量点 A、B 之间，以及这些测量点与轴承的最热点之间存在温度差，温度差的大小与轴承尺寸有关。对压入式轴瓦的滑动轴承和内径为 150mm 及以下的球轴承和滚子轴承，测量点 A、B 之间的温度差可忽略不计。对于较大轴承，测量点 A、B 之间的温度差可能达到 15K 之多。

表 2-7 轴承温度的测量点位置

| 轴 承 类 型  | 测量点位置                      |
|----------|----------------------------|
| 球轴承或滚子轴承 | A 位于轴承室内，离轴承外圈不超过 10mm 处   |
|          | B 位于轴承室外表面，尽可能接近轴承外圈       |
| 滑动轴承     | A 位于轴瓦的压力区，离油膜间隙不超过 10mm 处 |
|          | B 位于轴瓦的其他位置                |

直驱式永磁风力发电机常采用“外传子”结构，这时，表 2-7 中的轴承“外圈”应改成轴承“内圈”。

发电机绕组温度测量时，GB 755 规定，对于额定功率为 5000kW 及以上的交流电机定子绕组，应采用埋置检温计法测量预计为最热点部位的温度或温升。由于发电机制成后绕组的上述部位无法触及，因此在电机制造过程中，应预先将检温计埋置在这些部位。检温计应适当分布于电机绕组中，数量不少于 6 个。对于额定功率大于 200kW 的中型交流电机，其定子绕组也可采用埋置检温计法测温。大型并网型风力发电机普遍采用埋置检温计法测量绕组和轴承的温度。

温度测量时使用的检温计主要有热电阻、热电偶和半导体热敏电阻等，现分述如下。

#### 1. 热电阻

热电阻检温计是利用金属导体的电阻随温度变化而变化的特性来测量温度的。对纯金属来说，电阻率  $\rho$  与温度  $T$  的关系可用下式表示：

$$\rho = \rho_0(1 + \alpha T) \quad (2-49)$$

式中， $\rho_0$  为导体在摄氏零度时的电阻率； $\alpha$  为电阻的温度系数。

铂、铜等金属材料的温度系数可以在很宽的温度范围内保持恒定，使铂、铜导体的电阻值与温度的关系在很宽的温度范围内保持良好的线性度。另外，它们的物理、化学性能稳定，易于提纯，可以拉成细丝，是较好的热电阻材料。铂热电阻和铜热电阻是工程上广泛应用的热电阻检温计，具有体积小、安装方便等优点，在并网运行的大中型风力发电机组中，普遍用于前/后主轴承、齿轮箱油温、发电机轴承及定子绕组等的温度测量。

图 2-51 所示为国产 WZPD、WZCD 系列电机用埋置式热电阻外形图。图 2-52 所示为热电阻随温度变化的特性曲线。表 2-8 列出了铂热电阻和铜热电阻的主要性能数据。



图 2-51 埋置式热电阻外形图

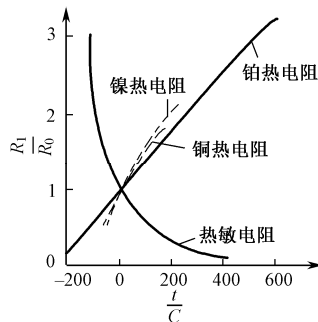


图 2-52 热电阻随温度变化的曲线

表 2-8 铂热电阻和铜热电阻的主要性能

| 名 称  | 代 号 | 分 度 号    | 分辨力/℃ | 测温范围/℃       | 0℃时电阻值/Ω |
|------|-----|----------|-------|--------------|----------|
| 铂热电阻 | WZP | Pt 100   | 1.0   | -200~+500    | 100      |
| 铂热电阻 | WZP | Pt 100.0 | 0.1   | -150~+200    | 100      |
| 铜热电阻 | WZC | Cu 50    | 0.1   | -50.0~+150.0 | 50       |
| 铜热电阻 | WZC | Cu 100   | 0.1   | -50.0~+150.0 | 100      |

## 2. 热电偶

两种不同材料的导体组成一个闭合回路时（参见图 2-53 (a)），如果两端节点的温度不同，回路中就会产生电动势和电流，这种现象称为热电效应。所产生的电动势称为热电动势，热电动势的大小与两种导体的材料性能及结点温度有关。这种热电变换元件称为热电偶，热电偶两端的结点分别称为测量端（或热端） $T$  和自由端（或冷端） $T_0$ 。实际测量温度时，热电偶的自由端与二次仪表连接（参见图 2-52 (b)），组成测温装置。

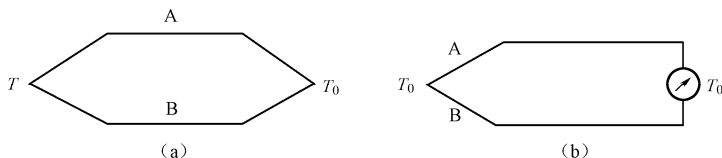


图 2-53 热电偶

常用热电偶的材料及其主要用途见表 2-9。

表 2-9 常用热电偶的材料及其主要用途

| 热电偶材料的主要成分/%              |                                     | 工作温度/℃ |           | 主 要 用 途                 |
|---------------------------|-------------------------------------|--------|-----------|-------------------------|
| 正 极                       | 负 极                                 | 短期最高温度 | 推荐温度      |                         |
| 铂 (Pt) 87<br>铑 (Rh) 13    | 铂 (Pt) 100                          | 1600   | 1000~1300 | 金属熔炼, 高温热处理, 加热炉及其他高温测量 |
| 镍 (Ni) 90.5<br>铬 (Cr) 9.5 | 考铜 (Cu) 56.5<br>(Ni) 43 (Mn)<br>0.5 | 800    | 0~600     | 石油、化工生产等测量              |
| 铜 (Cu) 100                | 康铜 (Cu) 55<br>(Ni) 45               | 300    | -200~+300 | 石油、化工生产, 电机电器测温等        |

由表 2-9 可知, 在电机绕组或轴承温度测量时, 也可采用铜-康铜热电偶。但因康铜的热电特性的重复性较差, 使不同的铜-康铜热电偶的热电动势并不一致, 因此更换测量仪表时, 热电偶必须另行校正。

### 3. 半导体热敏电阻

半导体热敏电阻具有以下优点:

- 电阻温度系数是金属电阻的 5~15 倍, 测温灵敏度高
- 电阻率高, 可制成极小尺寸的敏感元件, 适于快速测量、点温测量及表面温度测量等
- 结构简单, 机械性能好, 可压制成各种适用的形状, 如棒状、珠状、片状等

半导体热敏电阻按电阻值随温度变化的特性可分为 3 种类型, 即负温度系数热敏电阻 (NTC)、正温度系数热敏电阻 (PTC), 以及在某一特定温度下电阻值会发生突变的临界温度电阻器 (CTR), 其中应用较多的是具有负温度系数的热敏电阻。图 2-54 所示为不同类型热敏电阻的温度特性。

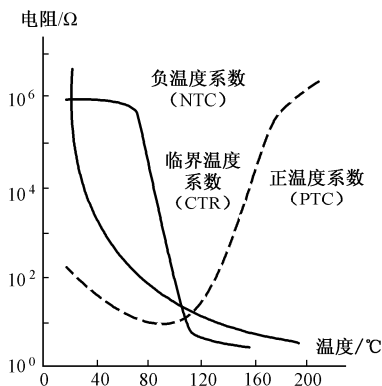


图 2-54 热敏电阻的温度特性

半导体热敏电阻的最大缺点是互换性差。此外，由于热敏电阻的温度特性为非线性，对于要求线性输出的仪表，需要进行线性化处理。

常用热敏电阻的主要性能数据见表 2-10。

表 2-10 常用热敏电阻的主要性能数据

| 型 号               | 用 途   | 标准阻值<br>/kΩ (25℃) | 材料常数<br>/K | 额定功率<br>/W | 时间常数<br>/s | 耗散系数<br>/ (mW/℃) |
|-------------------|-------|-------------------|------------|------------|------------|------------------|
| MF—11             | 温度补偿  | 0.01~15           | 2200~3300  | 0.5        | ≤ 60       | ≥ 5              |
| MF—13             | 温度补偿  | 0.82~300          | 2200~3300  | 0.25       | ≤ 85       | ≥ 4              |
| MF—16             | 温度补偿  | 10~1000           | 3900~5600  | 0.5        | ≤ 115      | 7~7.6            |
| RRC <sub>2</sub>  | 测控温度  | 6.8~1000          | 3900~5600  | 0.4        | ≤ 20       | 7~7.6            |
| RRC <sub>7B</sub> | 测控温度  | 3~100             | 3900~4500  | 0.03       | ≤ 0.5      | 7~7.6            |
| RRP7 和 RRP8       | 可变电阻器 | 30~60             | 3900~4500  | 0.25       | ≤ 0.4      | 0.25             |

2.5.3 温度计法

温度计法主要用于不能采用埋置检温计法和电阻法，以及电机采用低电阻绕组、单层绕组等情况下的温度测量。采用温度计法测量温度时，应将温度计的感温部位贴附在物体被测部位的表面。可以采用水银、酒精等膨胀式温度计，也可采用半导体温度计、非埋置的热电阻或热电偶温度计。

1. 膨胀式温度计

采用水银、酒精等膨胀式温度计时，应将温度计的感温泡贴附在物体被测部位的表面，并用绝热材料覆盖，以减少环境气流等引起的测量误差。若被测部位处于强交变磁场或移动磁场时，应采用酒精温度计而不应采用水银温度计，因为处于上述磁场中的水银导体将感应涡流，从而影响测量的精度。

2. 半导体温度计

半导体温度计由热敏电阻和二次仪表组成。微型珠状热敏电阻置于笔形保护套内构成测试笔，珠状热敏电阻对温度十分敏感，具有较高的灵敏度和分辨力。二次仪表一般为直流非平衡桥式电路，用  $\mu\text{A}$  表显示温度值。半导体温度计的原理电路如图 2-55 所示。

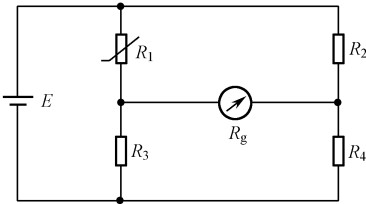


图 2-55 半导体温度计原理电路

图 2-55 中的  $R_1$  为热敏电阻。设电桥原来平衡时热敏电阻的电阻值为  $R_{10}$ ，且有  $R_{10} = R_2$ ， $R_3 = R_4$ 。当热敏电阻的电阻值随温度变化，即  $R_1 = R_{10} + \Delta R$  时，电桥的输出电压  $U_L$  近似为

$$U_L = -\frac{-\varepsilon E}{4 + 2\varepsilon} \quad (2-50)$$

式中,  $E$  为桥路的电源电压;  $\varepsilon = \frac{\Delta R}{R_{10}}$  为热敏电阻随温度变化的相对值。

由式 (2-50) 可以看出: ①  $U_L$  与  $\varepsilon$  并非线性关系; ② 桥路电源  $E$  的稳定性将直接影响测量精度。因此, 作为测量仪表, 还要对包括非线性和电源稳定性在内的一系列影响测量精度的因素进行校正和补偿。

半导体温度计的测温范围为  $-10 \sim +300^\circ\text{C}$ 。由于热敏电阻特性的分散性, 每个温度计配有专用的测试笔, 不能相互换用。

### 2.5.4 红外测温技术

19 世纪初, 人类首次发现红外辐射这一物理现象, 但直到 20 世纪 50 年代, 红外技术才开始步入实用阶段。现代红外技术是一种集物理、材料、电子、计算机等多学科技术于一身的综合技术。近年来, 红外测温技术的发展十分迅速, 红外测温仪已经具有很高的精度, 应用领域正在不断扩大。

红外测温的优点是: 具有较高的测量精度; 测温范围宽; 探测器的响应时间短, 便于快速和动态测量; 测量为非接触式等。下面对红外测温技术作简要介绍。

#### 1. 红外测温原理

任何温度高于绝对零度的物体都会产生热辐射, 温度越高, 红外辐射的能量越大。红外辐射与温度之间的关系主要基于以下 3 个定律, 根据这些定律可以制成各种红外测温仪。

**1) 普朗克定律** 单位面积物体在半球方向、单位时间的光谱辐射能量 (称为辐射出射度)  $M(\lambda, T)$  ( $\text{W}/(\text{cm}^2 \cdot \mu\text{m})$ ) 是波长  $\lambda$  ( $\mu\text{m}$ ) 和物体热力学温度  $T$  (K) 的函数, 这就是普朗克定律, 即

$$M(\lambda, T) = \varepsilon C_1 \lambda^{-5} [\exp(\frac{C_2}{\lambda T}) - 1] \quad (2-51)$$

式中,  $\varepsilon$  为发射率;  $C_1$  为第 1 辐射常数;  $C_2$  为第 2 辐射常数。

**2) 斯蒂芬-玻耳兹曼定律** 又称为全辐射定律, 表明热辐射源在单位面积上向半球空间辐射的总功率  $M(W/\text{cm}^2)$  与热力学温度  $T$  (K) 之间的关系, 即

$$M = \varepsilon \sigma T^4 \quad (2-52)$$

式中,  $\sigma$  为斯蒂芬-玻耳兹曼常数。

**3) 维恩位移定律** 在任意温度下, 黑体辐射曲线都有一个峰值, 峰值所对应的波长  $\lambda_m$  称为峰值波长。随着温度的升高,  $\lambda_m$  向短波方向移动, 且  $\lambda_m$  与给定温度  $T$  (K) 的乘积为一常数  $a$ , 即

$$\lambda_m \cdot T = a \tag{2-53}$$

## 2. 红外探测器

红外探测器是红外测温仪的重要部件，它接受会聚起来的红外光照射，并把红外辐射能量转换成电信号。红外探测器可分为热电探测器和光电探测器两类，现简要介绍如下。

**1) 热电探测器** 热电探测器是利用热敏元件受红外光照射后产生的热效应，把红外辐射能量转换成电信号，主要有以下 3 种。

(1) 热敏电阻探测器：利用“热敏电阻受热后电阻值会发生变化”这一性质制成的红外探测器，可以在室温下工作，但其时间常数较大，适用于响应速度要求不高的场合。

(2) 热释电探测器：利用热释电效应工作的红外探测器，可以在室温下工作，光谱响应宽，灵敏度与波长无关，应用范围广。

(3) 热电堆探测器：利用不同材料导体闭合回路的温差电效应（塞贝克效应）制成的红外探测器，测量精度高，测量范围宽。

**2) 红外光电探测器** 光电探测器是利用光电元件受红外辐射后产生的光电效应，将红外辐射能量变换为电信号。主要有光电子发射器（PE 器件）、光电导探测器（PC 器件）、光生伏特器（PV 器件）、光电磁探测器（PEM 器件）等。

## 3. 红外测温方法

**1) 全辐射测温法** 根据斯蒂芬-玻耳兹曼定律，物体在整个光谱范围内的辐射总功率与物体热力学温度的 4 次方成比例，通过测量这一辐射总功率来确定物体表面温度的方法称为全辐射测温法。这种测温法一般采用热电探测器作为红外传感元件。

采用全辐射测温法制成的测温仪受发射率的影响较大，容易受外来光（太阳光、灯光等）的干扰而影响测量精度。图 2-56 所示为一种典型全辐射红外测温仪的原理框图。

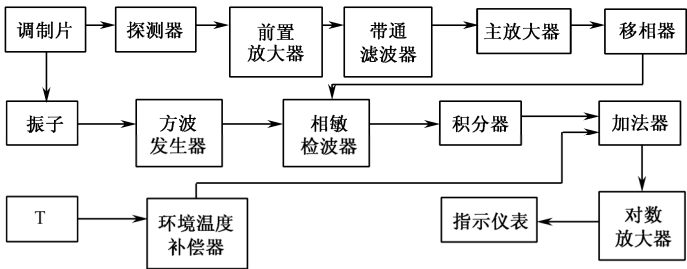


图 2-56 典型全辐射红外测温仪原理框图

**2) 红外亮度测温法** 该方法利用传感元件测量物体在给定波长附近一窄光谱范围内的辐射能量，用标准黑体在同一热辐射波段内的辐射能量定标，来确定被测物



体的表面温度。其优点是光谱范围窄，干扰光对测量的影响小，对传感元件稳定性要求也可适当降低。

**3) 最大波长测温法** 根据维恩位移定律，黑体辐射的峰值波长与其热力学温度的乘积为一常数，因此可通过测量热辐射曲线的峰值波长来确定物体的温度。

如前所述，红外测温时的温度与电信号之间为明显的非线性关系，传统的模拟式红外测温仪很难实现宽量程和高精度，采用计算机技术可以使测温仪的测量精度及其稳定性得到改善。图 2-57 所示为以单片机为核心的红外测温仪原理框图。

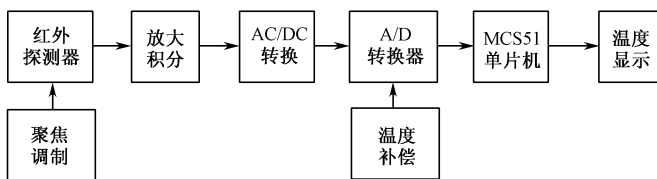


图 2-57 单片机红外测温仪原理框图

### 2.5.5 数字温度传感器

采用传统的配用模拟传感器的测温装置来测量温度时，在模拟信号长距离传输过程中的电磁干扰，多点测试时的引线距离问题，以及热敏元件参数的分散性问题等，都将引起测温装置的测量误差。

如果将被测温度转换成数字量，将信号处理过程的多个环节集成在单片 IC 器件内部，就构成了数字温度传感器。与模拟温度传感器相比，数字温度传感器具有高可靠性、高抗干扰能力及器件微型化等优点。

目前，数字温度传感器的测温范围为 $-55\sim 125^{\circ}\text{C}$ ，采用宽电压、低功耗设计，接口十分简单，输出信号能直接被微处理器处理，分辨率可达 9 位以上。随着数字温度传感器性能的提高，测温范围的扩展，以及价格的降低，逐步取代模拟温度传感器也许不是很遥远的事。

下面介绍一种 DS1820 型数字温度传感器。这种数字化的测温集成电路具有独特的单线接口方式，即微处理器与其接口时仅占用 1 位 I/O 端口；具有 64 位序列号，特别适合多点测温环境；测温时无须任何外部元件，可以通过数据线直接供电，具有超低功耗工作方式；测温范围为 $-55\sim 125^{\circ}\text{C}$ ，测温精度为 $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ ；可直接将温度转换值以 16 位二进制数码的方式串行输出。

DS1820 的工作原理是，工作时，低温度系数振荡器输出的时钟脉冲信号在高温系数振荡器产生的门周期内进行计数。计数初值被预置在与 $-55^{\circ}\text{C}$ 相对应的一个基数值。如果计数器在高温系数振荡器输出的门周期结束前计数到零，表示测量的温度值高于 $-55^{\circ}\text{C}$ ，被预置在温度寄存器的值就增加  $1^{\circ}\text{C}$ ，然后重复这个过程，直到

高温系数振荡器的门周期结束为止，这时温度寄存器中的值就是被测的温度值。这个值以 16 位二进制方式存放在存储器中，其中高位字节为符号扩展位，如果被测温度处于正温度范围，则可只取低位字节。温度值由主机通过发读存储器命令读出，经过取补和十进制转换，得到被测温度值。

图 2-58 所示为使用 MCS 51 单片机进行多点测温的 DS 1820 应用电路，其中 P1.0 与 DS 1820 信号线连接， $R_1$  为上拉电阻，用来提高信号线的驱动能力。

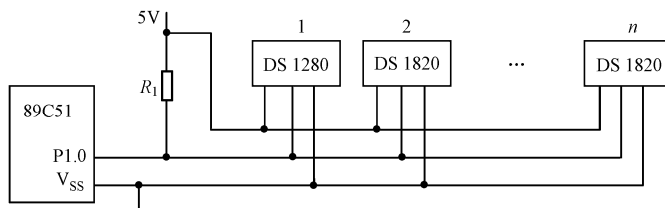


图 2-58 多点测温的 DS 1820 应用电路

## 第3章 主要部件测试

### 3.1 概述

风力发电技术就是利用风力发电机组将风的动能转换成电能的技术。MW 级并网型风力发电机组的典型结构如图 3-1 所示。

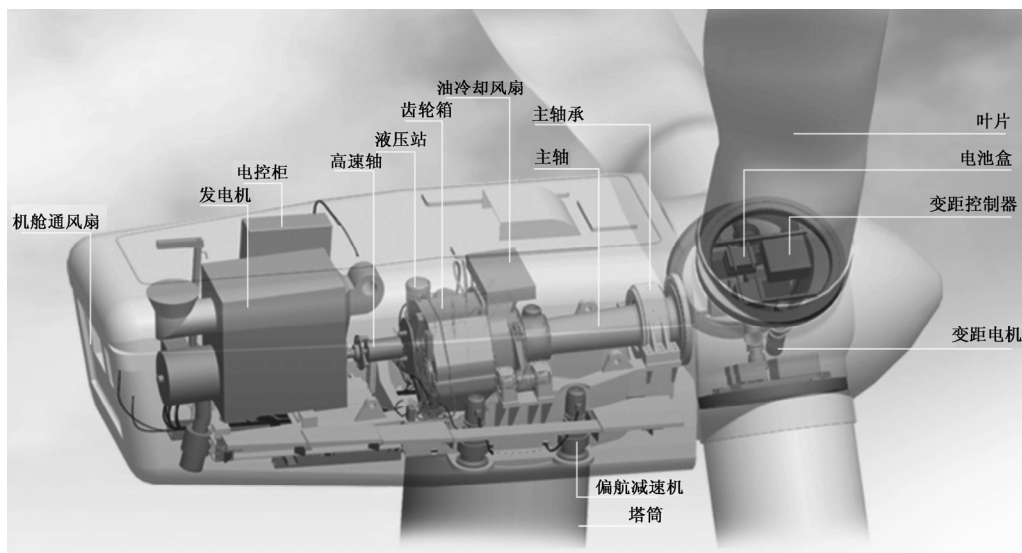


图 3-1 MW 级并网型风力发电机组的典型结构

风力发电机组的主要构成部件及其作用简略说明如下。

1) **风力机** 主要由风轮叶片、轮毂、主轴、主轴承等构成；可以将风的动能转换成风轮主轴上的机械能。

2) **传动装置** 主要由主齿轮箱、联轴器等构成；用于将风力机产生的机械能传递给发电机的输入轴，同时，将风轮主轴的低转速和大扭矩转换成发电机轴的高转速和小扭矩。直驱式风电机组可以省去主齿轮箱。

3) **发电机** 主要由定子（铁心、绕组）和转子（铁心、绕组），以及电刷装置、集电环等构成；用于将轴上输入的机械能转换成电能输出，主要类型有感应发电机、双馈发电机和同步发电机（包括永磁同步发电机）等。

4) **变流器** 主要由发电机侧变流器、电网侧变流器、中间直流环节和变流器控制器等构成；用于实现风力发电机组的变速恒频控制。

5) **偏航系统** 主要由偏航执行机构和偏航控制器等构成；偏航就是使风轮轴绕

垂直轴旋转，以便使风轮对准风向，提高风能的利用率，或者进行解缆操作，防止电缆损伤。

**6) 变桨距系统** 主要由变桨距执行机构和变桨距控制器等构成，变桨距就是调节风轮叶片的桨距角，从而改变风力机的气动特性，主要用于额定风速以上时风力机的恒功率控制等。

**7) 控制系统** 主要由传感器网络，以及以 PLC 为核心的硬件系统和软件系统等构成；用于采集、分析风力发电机组的状态信息和环境信息，对机组的正常工作状态进行监测和控制，使机组工作状态保持在系统要求的范围之内。同时，担负机组的一般保护功能。

**8) 安全系统** 包括安全链（独立于控制系统的紧急保护处理系统）、在线监测系统（包括气象监测、叶片监测、机舱检测、塔架监测等）及防雷系统等。安全系统相对独立于控制系统，在执行保护功能时又与控制系统紧密相关。

**9) 液压系统** 为液压执行机构提供动力，根据系统要求提供的压力性质，可分为开关控制型（如叶尖扰流器控制）、程序控制型（如制动器控制）和伺服控制型（如变桨距控制）等，对应的控制元件则分别为二位二通阀、比例减压阀和比例换向阀等。

**10) 机舱** 主要由底座、机舱罩和整流罩等构成；底座负责主传动链（包括风力机、主齿轮箱、发电机等）及偏航机构等的承载和固定，机舱罩主要用于机舱内设备的防护（主要是对水和固体异物的防护），整流罩则主要用于减小轮毂风阻和对轮毂内部设备的防护。

**11) 塔架和基础** 是风力发电机组的主要承载部件。按材料的不同可分为钢质塔架和钢筋混凝土塔架；按动力学特性可分为刚性塔架和柔性塔架等。

从上面介绍的风力发电机组的构成可以看出，风力发电技术是涉及空气动力工程、机械工程、电气工程、信息及计算机工程、力学工程、电力电子变流技术等多种学科的综合技术，再加上严酷的瞬息万变的工作环境和电网条件等，不仅给风力发电机组的设计、制造和运行带来了困难，也给风力发电测试技术增加了难度。

因此，在风力发电机组生产、制造和运行的各个环节进行严格检测，严把质量关，是保证风力发电机组性能和安全性的必要前提。在整机出厂前，需要进行严格的控制功能测试和安全系统测试；在风力发电机组安装现场，很多测试项目常常需要与设备安装同步进行；机组下线后，还需要在现场对整个机组的所有功能和性能进行全面的测试，以便确保风力发电机组高效和安全可靠运行。

实际上，风力发电机组的一些主要零部件常常是由专业的配套厂生产的，这些零部件在出厂之前，也需要经过严格的检验，检验项目和检验方法应根据相应的国家标准，只有检验合格的产品才允许出厂。

本章将主要介绍风轮叶片、主齿轮箱、发电机、主要执行机构（偏航、变桨距、制动器等）及电力电子变流器等主要部件的测试技术，控制系统和安全系统的测试

将在第5章的整机测试中介绍。

为了全面检验上述主要部件的性能是否符合相关国家标准的要求,每种部件都规定了一系列检验项目,但是由于篇幅所限,这里只能选择一部分主要项目的试验原理和试验方法加以介绍,这些试验项目已经基本上反映了这些主要部件的主要性能。例如,风轮叶片部分主要介绍其气动性能试验、固有频率测定、静力试验和疲劳试验等;主齿轮箱部分主要介绍空载试验、加载试验、齿面接触疲劳寿命试验和空载功率损耗测定等;发电机部分主要介绍空载试验、温升试验、损耗与效率测定,以及工作特性测定等;对于偏航、变桨距、制动器和叶尖扰流器等执行机构,则分别对其液压系统或电动系统的测试技术作简要介绍。

## 3.2 风轮叶片测试

风轮叶片是风力发电机组最关键的构件之一,对风力发电机组的发电效率、运行安全等都起着至关重要的作用。因此,对风轮叶片的测试和评估是非常必要的。叶片测试的目的是为了验证叶片设计的正确性、可靠性和制造工艺的合理性,并为设计和制造工艺的完善和改进提供可靠的依据。一个新型叶片是必须经过测试的,叶片测试对于被评估的叶片设计应该具有代表性。如果叶片设计有所改变,一般需要重新进行测试,以验证叶片设计的正确性和可靠性。

叶片认证测试主要指的是全尺寸的叶片结构测试,测试时需要考虑测试现场的温度、湿度等因素。国际上叶片的认证机构主要有德国劳氏船级社(GL)和挪威船级社(DNV)等,国内认可的叶片认证机构主要有中国船级社(CCS)和鉴衡认证(CGC)。

叶片测试前,需要制订一个详细的测试大纲,包括测试内容、测试方法和测试步骤等,确定好叶片测试点的位置、测试仪器和测试传感器等设备的配置。需要指出的是,被测叶片在合模之前,需要预先布置好安装在叶片内表面的应变片、传感器等设备,并将导线引出。

叶片测试主要包括气动性能测试、自然频率测试、静态载荷测试及疲劳测试等。本节将简要介绍这些测试项目的基本原理和基本方法。

### 3.2.1 气动性能试验

所谓风轮叶片的气动性能是指其风能利用系数、扭矩系数和推力系数等分别随叶尖速比变化的特性。这些特性曲线可以经过计算获得,也可以通过试验得到。一般来说,只有通过试验反复验证的计算方法才是正确的。我国机械行业标准 JB/T 10194—2000 规定,对于新研制的风轮叶片,需要进行气动性能的风洞模型试验和风场实测,并测取风轮叶片的风能利用系数特性  $C_p(\lambda, \beta)$  及扭矩系数特性  $C_T(\lambda, \beta)$  等,以便验证叶片的气动

性能是否满足设计要求。

## 1. 风洞试验

**1) 风洞** 风洞是一种按一定要求设计的管道形试验设备,能够产生流动参数可控的人工气流,来模拟被试物体周围气体的流动,可用于完成风力发电用风轮叶片,以及飞机、汽车、高铁机车等的气动性能试验,是空气动力学研究中不可或缺的试验设备。

从结构上看,风洞由洞体、驱动系统和测量控制系统等几部分组成。

从气流上游到下游,管道形洞体一般分成稳定段、收缩段、试验段、扩压段和排出段(或回流段)等几部分。稳定段主要用于提高气流的匀直度,降低湍流度;气流在收缩段可以被加速到所需要的速度;风轮模型将被固定在试验段并进行气动性能测试;为了减少能量损失,在试验段下游设置了扩压段,用于降低气流速度;最后,在排出段将气流引出风洞外,或者利用回流段将气流导回到风洞入口。

按试验段气流速度的大小,可分为低速风洞、高速风洞、高超声速风洞等多种类型。风力发电机组风轮叶片用的试验风洞属于低速风洞(风速为 130 m/s 以下)。低速风洞的洞体可分为开口型和闭口型两种。如前所述,开口型风洞在排出段将下游气流直接引向风洞外部;而闭口型风洞则利用回流段将下游气流重新导回到风洞入口。

风洞试验段的气流场品质,如气流速度分布的均匀性,气流方向与风洞轴线的一致性,风洞轴线方向的压力梯度,风洞截面温度分布的均匀性,气流的湍流度及噪声等,均应满足相应的国家标准和行业标准。

风洞的驱动系统主要包括风扇机组(或轴流式压缩机)及其控制装置,依靠驱动系统来维持和调节风洞内气流的压力和速度。气流速度的调节可通过调节驱动电动机的转速来实现,驱动电动机可以采用晶闸管整流器供电的直流电动机,也可采用变频器供电的交流电动机。旧式驱动系统常采用改变气流阻尼或改变风机叶片安装角等方法来实现气流速度的调节。

风洞的测量控制系统应具有信号采集、存储、计算处理及系统控制等功能。现代风洞测控系统以微型计算机为核心,将转矩传感器、转速传感器、风速传感器、温度传感器、压力传感器、位置传感器等采集来的信号送入计算机进行处理和计算,并产生各种控制信号,通过相应的控制装置和执行机构(电动式、液压式等),去控制气流参数(速度、温度、压力等)和模型状态(桨距角、偏航角等),从而保证风轮叶片的气动性能测试能够按规定的试验程序高质量完成。

某一低速风洞的外形结构如图 3-2 所示。

**2) 风洞试验** 现代并网运行的风力发电机组正在向大容量方向发展,其风轮直径也在不断增大,目前最大风轮直径已经超过 100m,由于风洞尺寸的限制,对大中型风轮叶片直接进行风洞试验是不可能的。因此,所谓风洞试验一般是指针对风轮叶片的模型而进行的气动性能试验。风洞试验的依据是运动的相对性原理。进行风

洞试验时, 将风轮叶片模型固定在风洞内, 可控气流按规定方式流过模型, 就可以方便地测取风轮叶片的气动性能。



图 3-2 低速风洞的外形结构

为了使试验结果准确可靠, 试验风洞应能模拟风电场的实际工况条件, 被试模型也应满足相似准则, 即被试风轮叶片模型应满足与实际风轮叶片的几何相似和动力相似。所谓风轮叶片的几何相似是指: 风轮的叶片数目相等, 叶片对应的翼型相似, 对应尺寸成比例, 叶片安装角度相等; 风轮叶片的动力相似是指: 由于风轮叶片的气动特性曲线是用相对值来表示的, 因此无论风轮叶片大小如何, 只要满足几何相似条件, 就共有同一条动力曲线。

一般来说, 风洞直径  $D$  与风轮模型直径  $d$  之间应满足如下条件: 对于开口风洞,  $D \geq 1.5d$ ; 对于闭口风洞,  $D \geq 2d$ 。

我国机械行业标准 JB/T 10194—2000《风力发电机组 风轮叶片》规定, 风轮叶片的风洞试验需要完成以下两个特性曲线的测试, 即风能利用系数  $C_p$  与叶尖速比  $\lambda$  关系曲线测试和风轮扭矩系数  $C_T$  与叶尖速比  $\lambda$  关系曲线测试。下面就这两条特性曲线的测试原理和测试方法作简要说明。

(1) 风能利用系数  $C_p$  与叶尖速比  $\lambda$  的关系曲线  $C_p(\lambda, \beta)$  测试: 风能利用系数  $C_p$  是指风轮转换的风的动能与通过风轮扫掠面积的全部风的动能的比值。风能利用系数  $C_p$  的定义还可以表述如下: 由风轮转换而来的轴上的机械功率  $P_M(V, \omega_M, \beta)$  与风轮扫掠面积上的全部风功率  $P_V$  的比值, 即

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P_M(V, \omega_M, \beta)}{P_V} \quad (3-1)$$

其中, 风轮扫掠面积上的全部风功率  $P_V$  为

$$P_V = \frac{1}{2} \rho_{\text{air}} V^3 \pi R^2 \quad (3-2)$$

轴上的机械功率  $P_M$  还可表示为

$$P_M = \omega_M \cdot T_M \quad (3-3)$$

以上 3 个公式中,  $\rho_{\text{air}}$  为空气密度, 标准空气密度为  $1.225 \text{ kg/m}^3$ ;  $V$  为风速,  $\text{m/s}$ ;  $R$

为风轮半径, m;  $\omega_M$  为主轴旋转角速度, rad/s;  $\beta$  为桨距角, ( $^\circ$ );  $T_M$  为主轴的扭矩, N·m。

叶尖速比  $\lambda$  是指, 在同一时刻, 叶尖线速度  $\omega_M R$  (m/s) 与轮毂高度处风速  $V$  (m/s) 的比值, 即

$$\lambda = \frac{\omega_M R}{V} \quad (3-4)$$

可以看出, 只要测得了风速  $V$ 、主轴旋转角速度  $\omega_M$  (或转速  $n_M$ ) 及风轮半径  $R$ , 就可以根据式 (3-4) 计算出叶尖速比  $\lambda$ 。

由式 (3-2) 可以看出, 要想求得风轮扫掠面积上的全部风功率  $P_V$ , 需要测得空气密度  $\rho_{\text{air}}$ 、风速  $V$  和风轮半径  $R$ 。为此, 需要设置风速传感器, 低速风洞中普遍采用热线型风速传感器 (参见 2.1 节)。一般来说, 风洞中的空气密度并非为标准空气密度  $1.225 \text{ kg/m}^3$ , 因此, 还需要设置空气温度传感器和大气压力传感器, 以便确定实际空气密度  $\rho_{\text{air}}$ 。

由式 (3-3) 可以看出, 只要测得主轴的扭矩  $T_M$  和旋转角速度  $\omega_M$ , 轴上的机械功率  $P_M$  也就已知了。为此, 需要设置扭矩传感器和转速传感器。

由式 (3-1) 可以看出, 轴上的机械功率  $P_M$  不仅与风速  $V$  和旋转角速度  $\omega_M$  有关, 还与桨距角  $\beta$  有关。当桨距角  $\beta$  改变时, 轴上的机械功率  $P_M$  也将随之变化。因此, 需要设置桨距位置传感器, 以便测取桨距角  $\beta$  的位置信号。

综上所述, 风力发电机风洞试验的试验装置结构示意图如图 3-3 所示。

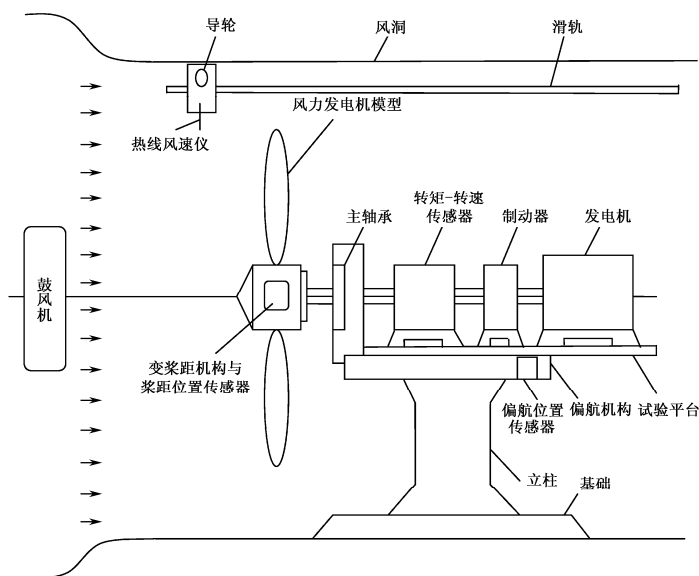


图 3-3 风力机风洞试验的试验装置结构示意图



进行风能利用系数  $C_p$  与叶尖速比  $\lambda$  关系曲线测试时, 以桨距角  $\beta$  为参变量, 依次改变叶尖速比  $\lambda$ , 可以测得风轮叶片的  $C_p(\lambda, \beta)$  特性曲线族, 如图 3-4 所示。

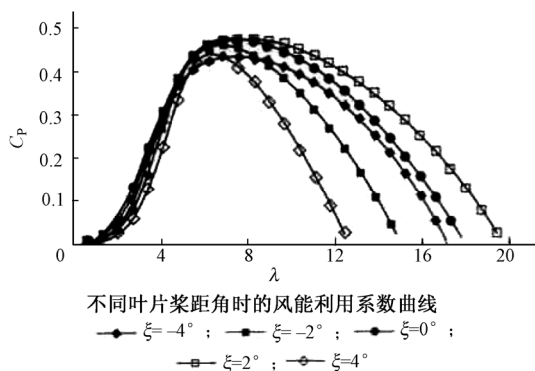


图 3-4  $C_p(\lambda, \beta)$  特性曲线

(2) 扭矩系数  $C_T$  与叶尖速比  $\lambda$  的关系曲线  $C_T(\lambda, \beta)$  测试: 风轮扭矩系数  $C_T$  是指风轮的输出扭矩与风能对风轮产生的扭矩的比值。根据风力机的空气动力学原理, 描述风轮气动性能的  $C_p(\lambda, \beta)$  特性和  $C_T(\lambda, \beta)$  特性之间有如下关系:

$$C_T = C_p / \lambda \quad (3-5)$$

因此, 只要测得了  $C_p(\lambda, \beta)$  特性, 也就自然测得了  $C_T(\lambda, \beta)$  特性。

以桨距角  $\beta$  为参变量, 依次改变叶尖速比  $\lambda$ , 将测得的  $C_p(\lambda, \beta)$  特性曲线上的对应数据作  $C_p / \lambda$  的除法运算, 即可得到风轮叶片的  $C_T(\lambda, \beta)$  特性曲线族, 如图 3-5 所示。

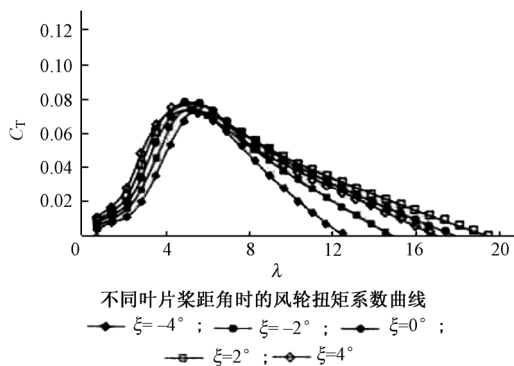


图 3-5  $C_T(\lambda, \beta)$  特性曲线

表 3-1 给出了  $C_p(\lambda, \beta)$  特性曲线和  $C_T(\lambda, \beta)$  特性曲线测试时需要测量的数据, 以及根据测量数据和式 (3-1) 至式 (3-5) 计算出的特性曲线数据的试验表格。

表 3-1 测试时需要测量和计算的数据      风轮半径  $R =$     , 偏航角  $\theta =$

| 序号 | 需要测量的数据      |                          |              |          |           |             | 需要计算的数据  |                   |                  |                               |               |               |
|----|--------------|--------------------------|--------------|----------|-----------|-------------|----------|-------------------|------------------|-------------------------------|---------------|---------------|
|    | 扭矩<br>/(N·m) | 转速<br>/min <sup>-1</sup> | 风速<br>/(m/s) | 温度<br>/K | 压力<br>/Pa | 桨距角<br>/(°) | 叶尖<br>速比 | 机械功率<br>$P_M$ /kW | 风功率<br>$P_V$ /kW | 空气密度<br>/(kg/m <sup>3</sup> ) | 功率系数<br>$C_P$ | 扭矩系数<br>$C_T$ |
| 1  |              |                          |              |          |           |             |          |                   |                  |                               |               |               |
| 2  |              |                          |              |          |           |             |          |                   |                  |                               |               |               |
| 3  |              |                          |              |          |           |             |          |                   |                  |                               |               |               |
| ⋮  |              |                          |              |          |           |             |          |                   |                  |                               |               |               |

2. 风场实测

对于新研制的叶片，为了对其气动性能作进一步检验，除需要进行风洞模型试验外，还需要进行风场实测。风场实测时，对试验场地及因气流畸变而进行的测量数据修正等的规定与功率特性测试时的规定相同。

我国机械行业标准 JB/T 10194—2000《风力发电机组 风轮叶片》规定，进行风轮叶片气动性能的风场实测时，应测取风轮转换的机械功率随风速变化的特性曲线，并由此测得  $C_p(\lambda, \beta)$  特性曲线和特性曲线  $C_T(\lambda, \beta)$ 。

风场实测时，测风仪的选择和安装与功率特性测试时的规定相同；主轴转速测试采用光电式转速传感器；主轴扭矩测试可采用应变式扭矩传感器。测试原理和测试方法可参照风洞试验。

3.2.2 固有特性试验

任何物体都有其固有振动频率（也称自然频率）。科学研究和工程实际中，常常需要了解物体的固有频率来加以利用或避免发生共振。物体的固有频率一般通过试验方法测出。下面讨论风力机叶片固有频率的测试方法。

1. 测试内容

对于风轮叶片来说，最重要的固有特性包括挥舞方向的一阶、二阶固有频率，摆动方向的一阶、二阶固有频率，必要时还应包括扭转一阶频率。因此，固有特性试验时主要是针对上述固有频率进行测试。

2. 测试方法

对于大多数叶片来说，上述固有频率不会发生耦合。因此，可将被试叶片置于所要求的振动模式下，逐个进行测量。叶片固有振动频率有多种测试方法，最常用的是激振法。利用法兰盘和螺栓将被测叶片固定在试验平台上，叶片与试验平台的连接应与实际风轮上叶片与轮毂的连接等效。利用激振器对被测叶片进行频率扫描，用传感器捕捉叶片的固有振动频率，用数据采集仪器采集并存储叶片的固有振动频率波形。最后，下载固有振动频率波形，并进行数据分析。

激振法通常可分为人力激振法（见图 3-6）和激振器激振法（见图 3-7）。人力激振法是通过人工的方法使得叶片进入被测方向共振状态，然后用仪器记录或用多人在一定的时间内记录摆幅的次数，再换算出振动频率。可利用此方法测取大型风力机叶片的一阶固有振动频率，其测试结果具有较高的准确度。人力激振法的优点是，可以在没有测试仪器的场地对叶片进行一阶的固有振动频率测试；缺点是无法测得其高阶次共振频率。激振器激振法是通过激振器使得叶片进入被测方向共振状态，然后用仪器记录，用此方法可测得风力机叶片的一阶或高阶固有振动频率。



图 3-6 固有频率测试的人力激振法

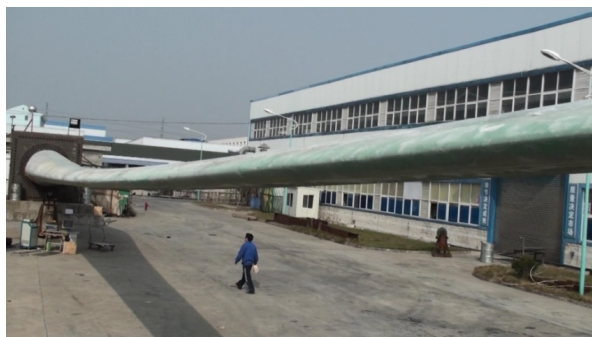


图 3-7 固有频率测试的激振器激振法

### 3. 测试步骤

首先应根据试验大纲（测试说明书）的要求，对叶片进行测试点的布点、测试仪器、测试传感器的配置。以上准备工作完成后，将叶片安装在刚性试验平台上，将测试系统连接在所布的测试点，即可对叶片进行固有振动频率的测试。

测试结束后，应根据试验大纲的要求对叶片的测试结果进行评估。根据经验，测试精度一般控制在 $\leq \pm 10\%$ ；测试精度要求较高时，应控制在 $\leq \pm 5\%$ 。如果偏差过大，则要分析偏差的原因，必要时重新进行测试，直至测试结果满足测试精度要求。叶片的固有频率特性测试是检验叶片是否达到设计要求的重要依据之一。

### 3.2.3 静力试验

利用法兰盘和螺栓将被测叶片固定在试验平台上，叶片与试验平台的连接应与实际风轮上叶片与轮毂的连接等效。应在与叶片轴线垂直的方向上对叶片加载，叶片静力试验一般施加集中载荷，主要测试的是叶片整体的弯曲强度，当然也可以根据极限载荷分布情况对某些重要构件的局部强度单独进行测试。需要说明的是，通过数值模拟计算证明已经具有足够大安全系数裕度的构件可不必进行单独测试，载荷计算可遵照 IEC61400—23 的规范进行。

#### 1. 试验设备

进行叶片静力试验时，常用的试验设备有重物、起重设备、液压或气动传动装置，以及其他辅助设备。由于叶片所受的载荷一般较大，通常需要采用较大容量的加载设备，如较大容量的天车、吊车等。

#### 2. 测试要求

静力试验时，在对叶片施加静力载荷的情况下，要求对叶片的位移、应变、扭转角等进行测量。

需要指出的是，由于扭转角变化比较小，其测试精度往往不易保证，在进行 GL 认证或 CCS 认证时，主要要求对叶片的应变和位移两项测量，并且需要测量并记录现场的温度。

考虑到即使是在相同原料和工艺下制造出来的叶片也是具有一定差异性的，以及环境（如温度、湿度等）对叶片性能的影响，需要在设计载荷  $F_d$  的基础上乘以一个超载系数  $\gamma_{su}$ ，并以此作为对被测叶片所施加的载荷  $F_t$ ，即

$$F_t = \gamma_{su} F_d \quad (3-6)$$

通常，取超载系数  $\gamma_{su} = 1.1$ 。

叶片静态载荷测试需要对叶片的挥舞和摆振各两个方向进行测试，以验证叶片的强度是否满足设计要求。需要指出的是，静力测试时因产生应力集中和较高的剪切载荷等原因，叶片存在着发生破坏的危险，一般应在加载位置的叶片表面缠绕形成一定厚度的增强层，测试人员也应与叶片保持一定的距离，并注意观察叶片的变形情况。

#### 3. 测试方法

静力试验的加载方法主要有分布式表面加载法、单点加载法和多点加载法等。

- 分布式表面加载法是在叶片展向受拉面上用重物（如沙袋）沿叶片轴向施加一个连续的表面分布载荷，重量可沿展向得到最典型的剪力分布。由于这种方法需要装卸大量重物，操作不便，因此较少使用
- 单点加载法是在展向位置上选择某一个点施加一个集中载荷。在该载荷的作

用下，叶片试验区域上将产生接近目标试验载荷分布的线性弯曲分布。这种方法将在叶片试验段产生较高的剪切载荷

- 多点加载法是在叶片展向位置上选择多个点施加载荷。在多点载荷的作用下，叶片试验区域上的载荷分布与实际载荷分布具有较好的一致性

目前在国内普遍采用多点加载法。多点加载法的示意图如图 3-8 所示（俗称扁担式加载法），图 3-9 所示为采用吊车加载叶片测试的现场图片。这种加载方法有四个加载点，可调整加载点之间的距离促使各个加载点载荷之间符合一定的比例关系，从而达到被试叶片的弯矩分布与叶片设计载荷分布基本保持一致。

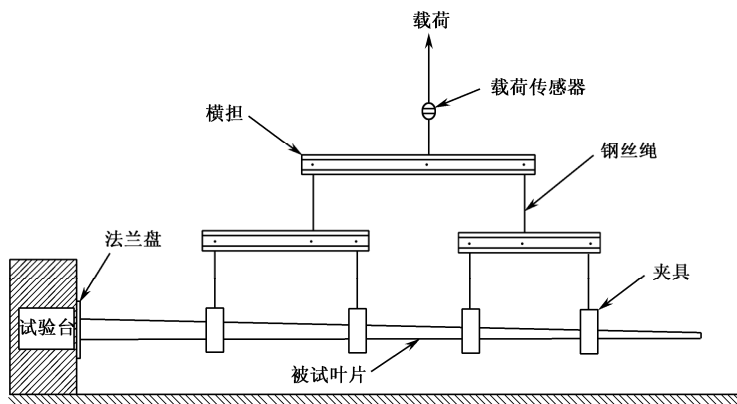


图 3-8 多点加载法



图 3-9 叶片静力试验现场

静力试验的加载过程采用分级加载方式，一般从载荷的 0%，40%，60%，80% 直至 100% 分 5 级逐级加载，满载后再按 80%、60%、40%、0% 逐级卸载，加载过程见表 3-2。

表 3-2 分级载荷

| 加 载 编 号 | 载 荷 增 量              |
|---------|----------------------|
| 0       | 测量初载下（自重+夹具）的应变和变形   |
| 1       | 调零                   |
| 2       | 40% 名义载荷             |
| 3       | 60% 名义载荷             |
| 4       | 80% 名义载荷             |
| 5       | 100% 名义载荷;（至少停留 10s） |
| 6       | 80% 名义载荷             |
| 7       | 60% 名义载荷             |
| 8       | 40% 名义载荷             |
| 9       | 0% 名义载荷              |
| 10      | 测量初载下的应变和变形          |

图 3-10 所示为多点加载法的另一种加载方式。可以看出，图 3-10 中共有 3 个加载点，两个加载点采用扁担式加载法，另一个加载点用吊车直接加载。也可以在每个加载点都直接用吊车加载，然而这样做会存在两个问题，一是可能出现载荷分布不均匀，局部位置可能会因载荷过大而致使叶片发生破坏，尤其是叶片的加载点附近；二是加载吊车过多会使加载过程不容易控制。



图 3-10 叶片静力试验现场

位移测量点一般设置 3~4 个。例如，取几个加载点的中间位置作为位移测量点，叶尖处是必测点。位移测量可以用传感器也可直接用长卷尺测量。应变测量位置应不少于有 4 个，在每个测量位置处一般贴上 4 个应变片，即前缘处、后缘处及两个主梁帽中心线处。表 3-3 所示为 1.5MW/37.5m 叶片测试时的加载位置和应变片的贴片位置。

表 3-3 叶片贴片位置和记载位置

| 编 号 | 半径 / m | 描 述        | 测 试 范 围 |
|-----|--------|------------|---------|
|     |        | 载荷传感器      |         |
| 1   | 15     | R13m 处加载夹具 | 100kN   |
| 2   | 21     | R19m 处加载夹具 | 100kN   |
| 3   | 31     | R25m 处加载夹具 | 100kN   |
| 4   | 34     | R34m 处加载夹具 | 100kN   |
|     |        | 叶片轴向 单向应变片 |         |
| 5   | 3.5    | 工作面主梁帽中线   |         |
| 6   | 3.5    | 气动面主梁帽中线   |         |
| 7   | 3.5    | 前缘         | ±1%     |
| 8   | 3.5    | 后缘         | ±1%     |
| 9   | 14     | 工作面主梁帽中线   | ±1%     |
| 10  | 14     | 气动面主梁帽中线   | ±1%     |
| 11  | 14     | 前缘         | ±1%     |
| 12  | 14     | 后缘         | ±1%     |
| 13  | 20     | 工作面主梁帽中线   | ±1%     |
| 14  | 20     | 气动面主梁帽中线   | ±1%     |
| 15  | 20     | 前缘         | ±1%     |
| 16  | 20     | 后缘         | ±1%     |
| 17  | 30     | 工作面主梁帽中线   | ±1%     |
| 18  | 30     | 气动面主梁帽中线   | ±1%     |
| 19  | 30     | 前缘         | ±1%     |
| 20  | 30     | 后缘         | ±1%     |
| 21  | 33     | 工作面主梁帽中线   | ±1%     |
| 22  | 33     | 气动面主梁帽中线   | ±1%     |
| 23  | 33     | 前缘         | ±1%     |
| 24  | 33     | 后缘         | ±1%     |

叶片测试过程通常有以下 4 个步骤。

(1) 调零，即调整叶片的初始状态，主要目的是消除叶片和夹具重量的影响。调整各个加载点的载荷大小及之间的比例关系，以便达到设计要求。

(2) 将载荷加到 40%，记录下此刻叶片测试点的位移、应变和扭角，以及每个加载点实际加载载荷。

(3) 相同的方法逐步分别加载到 60%、80%、100%，在 100%的载荷下应停留 10s 以上。记录在每个载荷级别下的叶片载荷、位移、应变和扭转角。

(4) 卸载时, 应从满载逐次按 80%、60%、40%、0% 4 个等级卸载, 并且记录下每个级别的实际载荷大小, 以及叶片变形的位移、应变、扭转角。

#### 4. 测试评估

叶片静力试验结束后, 应对叶片进行详细检查, 查看叶片是否存在损伤, 是否有残余变形, 记录所有不可逆的变化, 同时整理测试数据, 与理论计算值进行比较, 并按设计的技术要求进行评估。当测试数据与理论计算值相接近 (偏差小于 $\pm 5\%$ ) 时, 该叶片的静力试验评估为合格。

### 3.2.4 疲劳试验

#### 1. 测试方法

叶片疲劳试验的加载方法有等幅加载法、分块加载法、变幅加载法、单轴加载法、多轴加载法、多载荷点加载法及共振加载法等多种。

**1) 等幅加载法** 是多次重复的单一循环加载, 载荷的最大值和最小值不变。等幅加载试验数据容易与材料试件数据进行比较。在等幅试验的情况下, 当用放大载荷的方式进行加速试验时, 应避免非线性失效。

**2) 分块加载法** 是等幅加载法的一种形式。试验时, 在规定的等幅循环时间后, 改变一次或多次载荷, 其目的是在振幅逐渐增加的情况下, 通过施加载荷循环块来产生疲劳失效。

**3) 变幅加载法** 是具有不同幅值和不同平均值的一系列载荷的循环加载。

**4) 单轴加载法** 是采用单个激振器或载荷源加载, 加载方式简单, 但载荷方向不允许变化, 适用于等幅或变幅加载试验。

**5) 多轴加载法** 是在挥舞和摆振方向上分别使用加载装置进行各自疲劳载荷分量的加载。这种方法更接近于实际运行过程中叶片剖面的应力分布, 可用于等幅或变幅加载试验。

**6) 多载荷点加载法** 是沿叶片展长方向进行多点加载, 可提高叶片载荷分布的精度, 但增加了试验的复杂性。

**7) 共振加载法** 是利用接近叶片固有频率的激振频率来振动叶片, 以实现叶片施加疲劳载荷的目的。由于叶片展向载荷分布遵循叶片的振动模态, 因此所需的试验载荷可以通过在选定区域内增加质量来获得, 从而在一次试验过程中可以对叶片的大部分区域进行试验。这种加载方式常用于等幅加载或单轴加载。

等幅共振加载法也称为偏心轮激振法, 在工程上得到了广泛应用。由激振器的偏心轮旋转产生的离心力对叶片施加交变等幅荷载, 通过调节转速及偏心轮质量, 使激振器与叶片产生共振, 并使激振力达到规定的荷载水平。图 3-11 所示为包括偏心轮、电机、减速器、变频器、应变仪、位移传感器、叶片夹具等测试设备在内的采用偏心轮激振法的叶片疲劳试验现场。





图 3-11 叶片疲劳试验的偏心轮激振法

图 3-12 所示为另一种常用的叶片疲劳试验的等幅加载方法，即液压激振法。这种方法采用大型液压系统使叶片变形并产生交变等幅荷载。液压系统产生的测试荷载的频率不高，并且只有叶片的部分位置能达到规定的荷载水平，但测试精度较高。图 3-12 所示为包括液压系统、应变仪、位移传感器、叶片夹具等测试设备在内的采用液压激振法的叶片疲劳试验现场。



图 3-12 叶片疲劳试验的液压激振法

## 2. 试验荷载

1) 荷载大小 根据 IEC61400—23 标准，疲劳试验的设计荷载大小为

$$F_{\text{test}} = F_{\text{equ}} \times \gamma_{\text{nf}} \times \gamma_{\text{sf}} \times \gamma_{\text{ef}} \quad (3-7)$$

式中， $F_{\text{test}}$  为疲劳测试荷载； $F_{\text{equ}}$  为与疲劳破坏有关的等效荷载，由测试荷载设计值和循环次数决定； $\gamma_{\text{nf}}$  为失效因子，取为 1.15； $\gamma_{\text{sf}}$  为叶片差异因子，由生产工艺决定，

一般取为 1.1； $\gamma_{ef}$  为疲劳修正因子，补偿疲劳计算中误差的影响，取为 1.05。

式（3-7）是基于叶片材料在叶片结构受力时发生疲劳破坏的数学计算模型，此模型考虑了测试循环次数的疲劳寿命的平均应力作用，通过雨流计数和 Palmgren-Miners 法则来计算等效荷载。

**2) 荷载分布** 为了在叶片疲劳试验中获得正确的荷载分布，经常采用叶片的自重分布，荷载的方向必须为叶尖的弦向或摆动方向。特别是在采用频率激振法进行叶片全尺寸疲劳试验时，可采用 2~3 倍的叶片重量作为荷载分布。

3. 试验记录

在疲劳试验过程中，需要定期记录叶片各种试验数据，并对作为弯矩荷载函数的叶片刚度和应力进行校核，以确保正确的荷载分布。需要记录的测试数据有临界区域内的应力、作用的荷载、循环次数、测试设备的温度、测试装置及关键事件的附加照片。若无特别指定，一般情况下，记录所采用的时间间隔如下：

- 试验开始前
- 在 10000 次荷载周期处
- 在 50000 次荷载周期处
- 在 100000 次荷载周期处
- 在 250000 次荷载周期处
- 在 500000 次荷载周期处
- 在每隔 1000000 次荷载周期处
- 试验完成时

4. 试验评估

在疲劳试验过程中和试验结束后，需对叶片进行详细的检查，记录所有不可逆的变化并按设计的技术要求来进行评估。表 3-4 列出了叶片疲劳试验评估项目。

表 3-4 叶片疲劳试验评估项目

| 非检查项目                            | 检 查 项 目      |
|----------------------------------|--------------|
| 测试中不确定的噪声                        | 叶片整体破坏       |
| 胶衣层裂纹，填充物                        | 荷载传递层分层及严重破坏 |
| 粘合剂里的裂纹（但不影响荷载传递强度）              |              |
| 荷载夹具区域内，由局部作用引起的裂纹和破坏（如剪应力和点荷载等） |              |

5. 疲劳试验注意事项

（1）疲劳荷载的大小不应超过极限静态试验荷载。

(2) 为了实现一个全面的叶片疲劳试验,应采用包含多于一个疲劳试验荷载的测试系列。

(3) 疲劳试验荷载大小及加载次数是根据疲劳损伤等效原理确定的,即由理论疲劳荷载谱、材料 S-N 曲线、疲劳损伤法则等计算危险剖面的损伤因子,由试验疲劳荷载计算出相应剖面的损伤因子。规范要求试验产生的损伤因子大于理论损伤因子。

(4) 有些情况下,疲劳测试时叶尖接闪器可以去除,以增加自然频率,减少测试要求的荷载周期数。叶片尖端只能在初始静态测试后去除,并且应进行全面的检查,以便发现影响疲劳强度的任何制造缺陷。在 IEC61400—23 规范中定义了叶尖去除后的进一步测试标准。

## 3.3 主传动装置测试

### 3.3.1 风力发电机组主传动装置的特点

#### 1. 传动装置简述

风力发电机组主传动系统是将风轮转换的机械能传送到发电机的中间传动装置,包括传动轴系上的主轴、联轴器、齿轮箱和制动器等。

20 世纪 80 年代,风力发电机组的单机额定功率大多在 300 kW 以下,较多采用 2~3 级平行轴圆柱齿轮传动结构。20 世纪 90 年代以后,风力发电机组平均功率增大到 600~800 kW,由于采用多级平行轴圆柱齿轮的齿轮传动的分级展开结构过大,使其应用受到了限制。为了节省空间,获得更大速比,外形为筒状的行星齿轮传动或行星与平行轴齿轮组合传动的结构流行起来。

目前比较常见的额定功率为 0.75~3.0MW,采用齿轮增速的机组主齿轮箱主要选用两种结构:一是由一级行星和两级平行轴齿轮组合传动;二是两级行星或两级行星与一级平行轴齿轮传动。

#### 2. 主传动齿轮箱

齿轮箱是风力发电机组主传动系统的关键部件,位于风轮和发电机之间,用于传递动力和提高转速,是一种在无规律变向载荷和瞬间强冲击载荷作用下工作的重载齿轮传动装置。

显然,在狭小的机舱空间内,减小部件的外形尺寸和减轻质量十分重要。因此,齿轮箱的设计必须保证在满足可靠性和预期寿命的前提下,使结构简化并且质量最小,同时也要考虑便于维护的要求。根据机组提供的参数,采用 CAD 优化设计,按照排定的最佳传动方案,选择稳定可靠的构件和具有良好力学特性,以及在极端环境温度下仍然保持稳定的材料,配备完善的润滑、冷却和监控系统等,是设计齿轮箱的必要前提条件。

齿轮箱主要零部件应具有足够的强度,能承受风力发电机组各种工况下的动/静载荷。齿轮箱上的动载荷取决于输入端(风轮)、输出端(发电机)的特性,以及主/从动部件(轴和联轴器)的质量、刚度和阻尼值,风力发电机组机舱的布置形式、控制和制动方式,以及外部工作条件等。

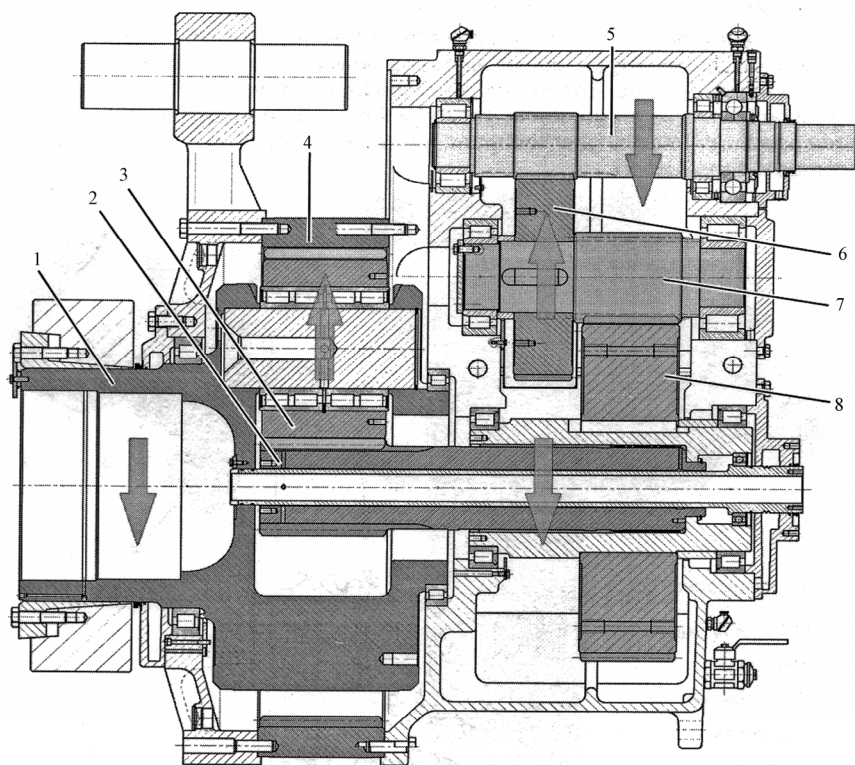
齿轮箱内齿轮的失效形式主要是轮齿折断和齿面点蚀、剥落等;而轴承的失效则表现为滚道和滚柱的磨损、点蚀、胶合和破损等。与普通应用的工业传动装置不同,风力发电机组齿轮箱一旦产生内部主要承载件的故障,就得从机舱中拆卸到地面解体修复,会花费巨大的人力和物力。因而,对风力发电齿轮箱的设计和制造质量提出了异乎寻常的高要求。

在齿轮箱专业生产厂里,必须对整个制造过程进行极其严格的控制,包括原材料控制、热处理和机加工的工艺衔接、提高精度、清洁度的控制等。在齿轮箱装配完成后,出厂前的负荷试验是必不可少的环节。在工厂的试验台架上,通过施加额定和一定比例的超载负荷,对齿轮箱的运转、噪声、温度、速度、振动、润滑、齿轮和轴承的工作状态等完成一系列的测试。在重要的工作位置可安装相应的传感器和测试仪器检测,获取参数值。在试验中根据检测信号的异常程度即可判断齿轮箱的运转是否正常,以及产品各项技术指标是否满足设计要求。

图 3-13 所示为常见的 MW 级风力发电机组齿轮箱的结构,该结构采用一级行星和两级平行轴圆柱齿轮传动。输入轴 1(也是行星级的行星架)通过收缩套联轴器与机组的主轴联结,带动行星轮 3(通常是 3 个行星轮)既公转又自转,行星轮同时与固定在箱体上的内齿圈 4 和处于中心的太阳轮 2 啮合;太阳轮的右端通过花键和套管轴(低速中间轴)将动力传递至齿轮 8 和高速中间轴齿轮 7,再通过输出级主动齿轮 6 带动高速轴齿轮 5 传至电机端的高弹性联轴器(图中的箭头表示各轴的旋转方向)。

### 3. 联轴器

**1) 收缩套联轴器** 收缩套联轴器应用于主轴与齿轮箱输入轴的连接,分为机械收缩套和液压收缩套两种。机械式收缩套在装上配合表面后逐次拧紧螺栓,使内锥套轴向移动并径向收缩,形成足够的过盈,从而传递扭矩。液压式收缩套则利用在内、外锥套之间设置的油缸,先用高压油道的油压使内锥套和连接部位收缩压紧,再推动外套轴向移动到预定位置,实现过盈联结。收缩套联轴器在装配到位后,通常应能满足传递额定转矩的要求,并且能够承受一定范围的峰值载荷。收缩套联轴器为标准部件,制造厂出厂前已对其进行了性能试验。若有必要,机组传动轴系组合试验时也可同时对联轴器进行检验,而此时的检验主要是针对其装配质量。



1—行星架（低速轴，输入轴） 2—太阳轮 3—行星轮 4—内齿圈 5—输出轴（高速轴）  
6—输出级主动齿轮 7—高速中间轴轴齿轮 8—低速中间轴主动齿轮

图 3-13 一级行星和两级平行轴齿轮传动齿轮箱

**2) 高弹性柔性联轴器** 用于电机端的联轴器常使用高弹性柔性联轴器，如膜片式套筒联轴器和连杆式联轴器。联轴器必须具有良好的减振、吸振和补偿轴线位移偏差的能力，同时还具有限矩、绝缘等功能。

联轴器是机械基础件，风力发电机组对其有不同寻常的特殊要求。除了能满足苛刻的使用条件外，还要求有对传动轴系进行安全保护的功能，在机组意外过载或突发事件发生时，能够及时打滑，保护重要部件免受损坏，峰值载荷消失后又能自动复位。联轴器的试验可以在专用的试验台位上单独进行，也可以在主齿轮箱试验台上与齿轮箱联结在一起进行检验。

### 3.3.2 齿轮箱测试技术

#### 1. 测试的技术要求

**1) 试验载荷的确定** 风力发电机组设计强调以载荷谱为基础，相关标准给出了

根据载荷谱确定等效载荷的方法。载荷谱是由用户提供的，但往往较难得到实际载荷谱。如果没有真实的载荷谱，齿轮箱设计时则按照机组额定功率（发电机功率）的约 110%再考虑使用系数来进行计算。GB/T 19073《风力发电机组 齿轮箱》规定，使用系数  $K_A = 1.3$ ，齿轮接触强度安全系数  $S_{Hlim} = 1.3$ ，弯曲安全系数  $S_{Flim} = 1.7$ 。

作用在风力发电机上的载荷受安装地的环境，以及运行工况、布置和控制方式的影响极大，功率完全相同的风力发电机安装在不同的地方有可能具有完全不同的载荷谱，并且会出现截然不同的运行结果。因而在设计时，需要综合考虑风力发电机的设计等级、布置和控制方式、运行工况等多种因素，而不能单纯地用一个使用系数来确定。为了保证齿轮箱的强度条件，满足使用工况的要求，设计时都留有一定的裕度，并且能够承受瞬间的极端载荷的冲击。台架试验时，应根据试验种类和规范的要求，合理制定加载幅度和时限。除非进行破坏性试验，通常在完成满负荷试验之后，应按 110%~120%额定载荷作短时间的超载试验。

**2) 机械效率** 齿轮传动的功率损失主要有齿轮啮合面的摩擦损失，轮齿搅动润滑油时的油阻损失及轴承的摩擦损失等。齿轮传动的效率是指一对齿轮的从动轮（轴）输出功率与主动轮（轴）输入功率之比。对于采用滚动轴承支承的齿轮传动，满负荷时计入上述功率损失后，平均效率见表 3-5。

表 3-5 齿轮传动的平均效率

| 传 动 类 型 | 齿轮精度等级与结构形式 |          |        |
|---------|-------------|----------|--------|
|         | 4~6 级，闭式    | 7~8 级，闭式 | 脂润滑，开式 |
| 圆柱齿轮传动  | 0.99        | 0.97     | 0.95   |
| 圆锥齿轮传动  | 0.98        | 0.96     | 0.94   |

对于 5 级精度平行轴圆柱齿轮传动，一级传动机械效率在 99%以上，两级在 98%以上。行星传动略小于平行轴传动，粗略计算时也按平行轴传动的数值选用。实际上，机械的效率与许多因素有关，在不同的载荷下是个变动值。由于风力发电机组的齿轮精度高于一般工业传动装置，因此在总体评价时，对于三级齿轮传动的风力发电齿轮箱，其机械效率约为 97%。

**3) 噪声** 噪声是一项反映设计制造质量的综合指标，牵涉面广，检测也有一定难度。根据实际检验经验，现场用声级计检测的 1m 外噪声可粗略判定产品的噪声等级。国家标准 GB/T 19073—2008 规定，按额定输入功率划分，齿轮箱的 A 计权声功率级的噪声限值为：1 MW 以内时不大于 90dB(A)，1 MW 以上时不大于 100dB(A)。

**4) 机械振动** 按 GB/T 8543《验收试验中齿轮装置机械振动的测定》的规定，C 级是一般工业传动应达到的标准。对 5 级或 6 级齿轮精度的风力发电机齿轮传动来说，指标应略高于 C 级，在验收试验中，按频率范围的不同，齿轮箱连接面（弹性

支撑)处的振动速度有效值限值为:  $0\sim 200\text{Hz}$  范围内时不大于  $1.5\text{mm/s}$ , 更高频率时不大于  $0.8\text{mm/s}$ 。

**5) 润滑和清洁度要求** 齿轮箱的润滑十分重要, 良好的润滑能够对齿轮和轴承起到足够的保护作用。试验时, 应按照规范要求保持润滑系统始终处于最佳状态。齿轮箱常采用飞溅润滑或强制润滑相结合的润滑方法。在机组润滑系统中, 齿轮泵从油箱将油液经滤油器输送到齿轮箱的润滑系统, 对齿轮箱的齿轮和传动件进行润滑, 管路上装有各种监控装置, 确保齿轮箱在运转当中不会出现断油。

保持油液的清洁十分重要, 即使是第一次使用的新油, 也要经过过滤, 系统中除了主滤油器以外, 还要加装旁路滤油器或辅助滤油器, 以确保油液的洁净。轮齿间啮合处油膜厚度约为  $7\sim 8\mu\text{m}$ , 滤芯精度应与此相适应。目前, 风力发电机齿轮箱所配的润滑油过滤芯精度为  $10\mu\text{m}$ 。设计时综合考虑油流的通过性和过滤精度, 常用  $50\mu\text{m}$  过滤器在冷油启动时与精滤器并联使用, 待油温提高后全部经精滤器过滤的方法。清洁度指标采用固体颗粒污染等级代号表示: 试验前加入齿轮箱的油品清洁度应达到 ISO 4406 要求的  $-/14/11$  级, 负荷试验后为  $-/15/12$ , 实际应用为  $-/17/14$  级。

**6) 试验技术要求** 试验技术要求是由供需双方按照产品技术指标和机组特定条件制定的, 目标是考核齿轮箱是否达到既定的技术水准, 能否满足机组的要求。在产品开发研制阶段, 除了常规试验外, 还要求进行强化、耐久试验及破坏性试验。也可以在供需双方协商同意的基础上, 用实际装机应用代替耐久试验。

**7) 工作温度** 国家标准规定, 油池最高油温为  $85^{\circ}\text{C}$ , 轴承外圈处连续运转温度不超过  $95^{\circ}\text{C}$ , 轴承的最高温度为  $105^{\circ}\text{C}$ , 如果轴承连续运转不超过  $60\text{min}$  而轴承外圈温度超过规定温度值, 则应在  $10\text{min}$  内停机。

**8) 轴承寿命** 国家标准要求, 正常工作条件下轴承寿命不少于 20 年。对零部件来说, 相当于机组  $17.5\times 10^4\text{h}$  一直不停地运转。对轴承提出  $17.5\times 10^4\text{h}$  的修正额定寿命要求, 是基于轴承制造商技术承诺及机组使用条件提出的。

根据使用位置不同, 标准规定了齿轮箱各处轴承的最小额定寿命 (轴承样本中推荐的 10% 失效率的额定寿命, 单位: h):

- 高速轴:  $3\times 10^4$ ,
- 高速中间轴:  $4\times 10^4$ ,
- 低速中间轴:  $8\times 10^4$ ,
- 行星轮轴:  $10\times 10^4$ ,
- 低速轴:  $10\times 10^4$ 。

据此再按照修正额定寿命系数进行计算, 要求达到  $17.5\times 10^4\text{h}$  寿命指标。在试验台架上验证此指标有较大难度, 通过协商, 也可以在机组实际装机应用中验证此指标。

9) **齿轮精度** 按照 GB/T 10095 规定, 齿轮箱的精度等级为:

- 外齿轮 5 级, 内齿轮 6 级, 齿表面粗糙度分别为 0.8 $\mu\text{m}$  和 1.6 $\mu\text{m}$ 
  - ✧ 外齿: 渗碳淬火, 5 级
  - ✧ 内齿: 渗碳淬火, 6 级
  - ✧ 内齿: 氮化, 7 级 (径跳和周累 8 级)
- 粗糙度  $R_a$  ( $\mu\text{m}$ )
  - ✧ 高速、中间轴小齿轮: 0.8
  - ✧ 低速齿轮: 0.8
  - ✧ 低速太阳轮和行星轮: 0.4

在拆检中, 除了精度和齿表面粗糙度外, 还应检查齿轮副的啮合状况 (接触斑点)。

2. 检验类别

产品检验有出厂检验和型式检验两种形式。

1) **出厂检验** 齿轮箱出厂前按表 3-6 规定的出厂检验项目对齿轮箱进行逐台检验。检验合格并由制造厂的质检部门签发产品合格证书后方可出厂。

2) **型式检验** 属于下列情况之一时进行的检验称为型式检验。

- 新产品试制定型鉴定时
- 产品设计、工艺等方面有重大改变时
- 出厂检验的结果与上次型式检验有较大差异时
- 质量监督或认证机构要求进行型式检验时及特定要求时

齿轮箱型式检验按表 3-6 规定的型式检验项目进行。若各检验项目均符合标准规定的要求时, 则判定该产品的型式检验合格; 若有任一项的检验结果不符合标准规定的要求, 则判定该产品的型式检验为不合格。

3. 检验项目与方法

齿轮箱的检验项目和检验方法应符合表 3-6 的规定。

表 3-6 检验项目与方法

| 序 号 | 检 验 项 目    | 型 式 检 验 | 出 厂 检 验 | 检验要求与方法                |
|-----|------------|---------|---------|------------------------|
| 1   | 材质         | △       | △       | 按 GB/T 8539—2000 等有关标准 |
| 2   | 外观         | △       | △       | 目测                     |
| 3   | 接触斑点       | △       | △       | 按照 GB/T 13924 规定       |
| 4   | 清洁度        | △       | —       | 按照 GB/T 14039 规定       |
| 5   | 空载试验       | △       | △       | 参见表 3-3                |
| 6   | 加载试验*      | △       | △       | 参见表 3-3                |
| 7   | 齿面接触疲劳寿命试验 | △       | —       | 参见表 3-3                |



续表

| 序 号  | 检 验 项 目           | 型 式 检 验 | 出 厂 检 验 | 检 验 要 求 与 方 法     |
|--|-------------------|---------|---------|-------------------|
| 8  | 噪 声               | △       | △       | 按照 GB/T 6404.1 规定 |
| 9  | 机 械 振 动           | △       | △       | 按照 GB/T 6404.2 规定 |
| 10   | 空载功率损耗 (间接测定机械效率) | △       | —       | 参见表 3-3           |
| 11   | 密 封 性             | △       | △       | 目测                |
| 12   | 拆 检               | △       | —       | 拆开齿轮箱, 检查零部件状况    |
| 注: 标有“△”者为必须进行的检验项目; 标有“—”者为抽检或不作规定的项目。<br>“※”在供需双方协商的基础上, 允许按照齿轮箱制造厂试验台条件作部分加载试验。 |                   |         |         |                   |

其中, 空载试验、加载试验、齿面接触疲劳寿命试验及空载功率损耗测定等主要试验需要在试验台架上完成, 因此也称为齿轮箱的台架试验。进行台架试验时, 所用仪器、仪表、量具及试验台位应按国家有关标准的规定进行校准、标定, 并具有有效期内的鉴定证。

齿轮箱台架试验的试验内容和方法见表 3-7。

表 3-7 台 架 试 验

| 序 号 | 试 验 名 称    | 试 验 内 容 与 方 法 |  | 说 明   |
|-----|------------|---------------|--|---|
|     |            | 序 号           | 试 验 方 法  |   |
| I   | 空 载 试 验    |               | 在额定转速下, 正、反向运转不少于 1h。要求如下:   | 做出厂试验时, 空载试验时间可减少为 30min                        |
|     |            | 1             | 连接件、紧固件不松动   |   |
|     |            | 2             | 密封处、接合面处不漏油、不渗油  |   |
|     |            | 3             | 运转平稳, 无冲击  |   |
|     |            | 4             | 润滑充分。检查轴承和油池温度。每 5min 记录一次油压、油温  |   |
| II  | 加 载 试 验    |               | 空载试验合格后, 在额定转速下逐级加载试验。按 25%、50%、75%的额定负荷各运转 30min。按 100%额定负荷运转 120min, 110%超负荷运转 30min, 120%超负荷运转 5min。要求如下: | 做出厂试验时, 加载形式、负载大小和试验时间由供需双方商定, 但满负荷运转不得少于 60min |
|     |            | 5             | 在正常运转情况下, 每隔 10min 测定并记录一次转速、负荷 (扭矩)、油温、油压及各轴承挡外壳温度。   |   |
|     |            | 6             | 在额定转速和额定负荷下, 测定齿轮箱的噪声、振动   |   |
|     |            | 7             | 齿轮、轴、轴承、箱体等主要零部件状况检查, 齿面接触斑点检查   |   |
| III | 空载功率损耗测定   | 8             | 油温稳定在 45~65℃, 在额定转速和空载工况下测定齿轮箱的功率损耗  |   |
| IV  | 齿面接触疲劳寿命试验 | 9             | 在额定负荷下高速轴小齿轮的应力循环数: $5 \times 10^7$ , 检验项目与本表序号 5~7 相同   | 允许用装机应用试验代替疲劳寿命试验                               |

#### 4. 齿轮箱在试验台架上的安装要求

齿轮箱在台架上安装时，轴系要精确对中。

载荷和温度的变化会引起轴线的变化，要反复修正各处轴线的偏移量，将轴系引起的振动和附加负荷减至最低。

必须正确安装齿轮箱箱体扭力臂，装配接合处间隙不得过大，应保证齿轮箱箱体不会产生扭转变形，与之相连的联轴节不会产生共振。

### 3.3.3 齿轮箱测试技术基础

齿轮传动装置试验台主要有两种方式，即开放功率流式与封闭功率流式。前者借助一个加载装置（机械制动器、电磁测功器或磁粉制动器）来消耗齿轮传动所传递的能量；其优点是与实际工作情况一致，简单易行，试验装置安装方便；缺点是试验台功率消耗大，试验费用高，能源浪费严重。而后者采用功率封闭流传动的原理，用特定的加载方式对系统施加试验需要的转矩，而以很小的输入功率维持系统运转（机械封闭）；或者利用发电机能量反馈原理，将加载发电机发出的电功率反输到驱动电动机，电源只供给齿轮传动中摩擦阻力所消耗的功率，可以大大减小功耗（电封闭）；这样就可以根据能量转化的方式不同，将封闭功率流式试验台分为机械功率封闭式试验台和电功率封闭式试验台两种类型。

#### 1. 机械功率封闭式试验台

**1) 机械封闭式齿轮试验台的工作原理** 图 3-14 所示的机械封闭式齿轮试验台是由定轴齿轮箱 4、悬挂齿轮箱 7（悬挂的目的是便于对系统加载）、扭力轴 6、万向节轴 10 等组成一个机械封闭系统。驱动电动机 1 采用悬挂结构，电动机的转矩和转速信号分别由转矩传感器 2 和转速传感器 3 测出。2 个齿轮箱（悬挂齿轮箱 7 和定轴齿轮箱 4）内分别有 2 个相同的传动齿轮副 I 和 II（齿轮 9 与 9'，齿轮 5 与 5'），用两根轴（弹性扭力轴 6 和万向节轴 10）将两个试验齿轮箱相联，组成一个封闭的齿轮传动链。试验台的加载装置如 3-14 图所示，利用悬挂齿轮箱箱体在加载砝码 8 的重量  $W$  作用下绕固定轴摆动即可加载， $L$  是加载砝码距摆动中心的距离。

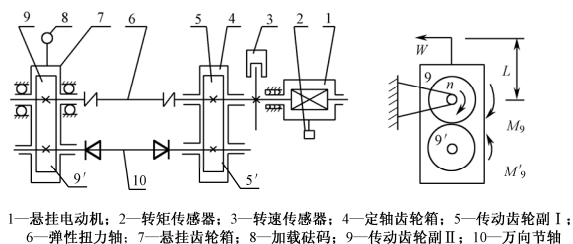


图 3-14 机械封闭式齿轮试验台

试验台空载时, 悬挂齿轮箱处于水平位置, 由电动机 1 带动该系统运转起来后, 所传递的功率被封闭在齿轮传动系统内, 即两对齿轮相互传动。此时, 若在动态下脱开电动机, 假定系统不存在各种摩擦力 (当然, 这是不可能的), 且不考虑传动件阻力、齿轮搅油及其他能量损失, 该齿轮传动系统将连续运转下去。但是, 由于存在摩擦力及其他能量损耗, 起动后系统将逐渐停止运转。为使系统连续运转下去, 就得补充动力, 由电动机继续提供系统能耗损失的能量, 此时电动机输出功率与系统传动功率相比, 只占很小的一部分。

当加上一定载荷之后, 悬挂齿轮箱 7 会产生一定角度的翻转, 这时扭力轴 6 将有一个力矩  $M_9$  作用于齿轮 9 (其方向为顺时针), 万向节轴也有一力矩  $M_9'$  作用于齿轮 9' (其方向也为顺时针, 若忽略摩擦,  $M_9' = M_9$ )。封闭系统内功率流的方向取决于由外加力矩决定的齿轮啮合齿面间作用力的方向和由电动机转向决定的各齿轮的转向; 当一个齿轮所受到的齿面作用力与其转向相反时, 该齿轮为主动齿轮, 而当齿轮所受到的齿面作用力与其转向相同时, 则该齿轮为从动齿轮; 功率流的方向从主动齿轮流向从动齿轮, 并封闭成环形。当电机顺时针方向以速度  $n$  转动时,  $M_9$  与  $n$  的方向相同,  $M_9'$  与  $n$  的方向相反, 故齿轮 9 为主动轮, 齿轮 9' 为从动轮; 同理齿轮 5' 为主动轮, 齿轮 5 为从动轮。封闭功率流方向如图 3-15 所示。

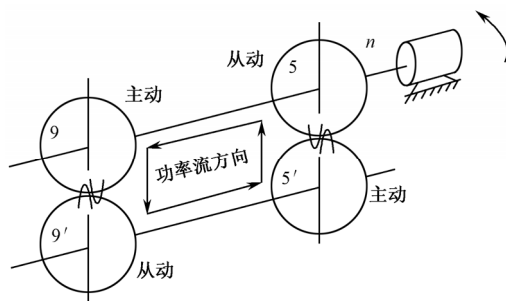


图 3-15 封闭系统的功率流

设齿轮齿数  $z_9 = z_{9'}$ ,  $z_5 = z_{5'}$ , 齿轮 9 的转速为  $n_9$  (r/min)、扭矩为  $M_9$  (N·m), 则齿轮 9 处的功率为

$$P_9 = \frac{M_9 n_9}{9550} \quad (\text{kW}) \quad (3-8)$$

若齿轮 9'、5' 所处在的轴不作封闭联接, 则电机的功率为

$$P' = P_5 / \eta = \frac{M_5 n_5}{9550 \times \eta} \quad (\text{kW}) \quad (3-9)$$

式中， $\eta$  为传动系统的效率。

而当封闭联接并加载形成封闭功率流时，在  $M_5$  不变的情况下，齿轮 9、9'、5、5' 形成的封闭系统的内力产生封闭力矩  $M_{5'}$  (N·m) 其封闭功率为

$$P_{5'} = \frac{M_5 n_5}{9550} \quad (\text{kW}) \quad (3-10)$$

该功率的大小取决于加载器的加载力矩和扭力轴的转速，而不是取决于电机。此时电机提供的功率  $P_1$  仅为封闭传动中的损耗功率，即

$$P_1 = M_1 \cdot n / 9550 \quad (\text{kW}) \quad (3-11)$$

而

$$P_1 = P_9 - P_9 \eta \quad (3-12)$$

所以传动系统的效率  $\eta$  为

$$\eta = \frac{P_9 - P_1}{P_9} = \frac{M_9 - M_1}{M_9} \quad (3-13)$$

式中， $M_1$  是电机产生的转矩。

若忽略轴承和其他摩擦损耗对效率的影响，可以认为系统总效率是两级齿轮的传动效率，故在本例中单级齿轮的传动效率应为

$$\eta' = \sqrt{\frac{M_9 - M_1}{M_9}} \quad (3-14)$$

假定  $\eta=95\%$ ，则封闭加载的功率消耗仅为开式台位加载功率的约 5%，节能效果非常显著，这就是采用封闭系统进行节能高效试验的原因。

**2) 封闭系统的加载** 当上述实验台空载时，悬挂齿轮箱的杠杆通常处于水平位置。当加上载荷  $W$  后，即对悬挂齿轮箱施加外力矩  $WL$ ，使悬挂齿轮箱旋转一定角度，两个齿轮箱内的两对齿轮相互啮合传递动力，此时在弹性扭力轴上作用一个扭矩  $M_9$  (方向与外加负载力矩  $WL$  相反)，在万向节轴内同样产生一个扭矩  $M_9'$  (方向同样与外加力矩  $WL$  相反)；若断开扭力轴和万向节轴，取悬挂齿轮箱为隔离体，可以看出两根轴内的扭矩之和 ( $M_9 + M_9'$ ) 与外加负载力矩  $WL$  平衡 (即  $M_9 + M_9' = WL$ )；

又因两轴内的两个扭矩 ( $M_9$  和  $M_9'$ ) 为同一个封闭环形传动链内的扭矩, 故这两个扭矩相等 ( $M_9=M_9'$ ), 即  $2M_9=WL$ ,  $M_9=WL/2$  ( $N \cdot m$ ); 由此可以算出该封闭系统内传递的功率为

$$P_9=M_9 n / 9550=WLn / 19100 \text{ (kW)} \quad (3-15)$$

式中,  $n$  为电动机及封闭系统的转速 ( $r/min$ );  $W$  为所加砝码的重力 ( $N$ );  $L$  为加载杠杆 (力臂) 的长度。

根据试验要求改变砝码的质量, 即可对系统施加不同的载荷。

机械封闭系统的加载装置是此类试验台的关键部件, 以上介绍的摆动箱体砝码加载方式仅是其中的一种。实际应用中有各种形式的加载机构, 如利用机械、气动、液压、电气、电磁等方式对封闭系统施加载荷 (通常以力矩形式加载), 具有相同齿数比的被试齿轮箱和陪试齿轮箱串接在系统中运转, 它们承受相同大小的由加载装置施加的载荷 (转矩), 从而能够对其性能进行测试。

**3) 计算机控制的机械封闭式试验台** 图 3-16 所示的试验台以机械功率流封闭式机械传动试验台为基础, 以计算机为核心, 采用变频器和交流电动机作为调速系统, 以液压泵站和加载器构成加载系统模拟实际工况, 使用转矩转速传感器获取转矩和转速数据, 与圆柱齿轮减速箱一起构成了功率流封闭的机械传动系统。

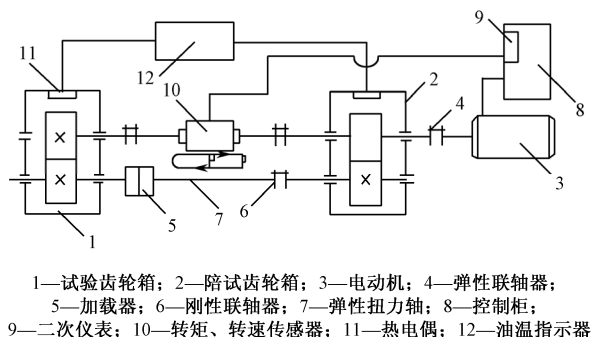
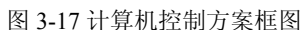


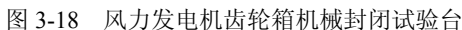
图 3-16 机械功率封闭式机械传动试验台总体布置图

计算机作为控制核心装置, 分别对电机调速系统和液压加载系统进行控制。控制系统同时还具有记录仪、示波器、动态信号分析仪等功能, 还能方便地根据不同试验的需要设置不同的转速、转矩、温度等报警参数和失效判定指标。计算机控制的设计方案框图如图 3-17 所示。

该系统由计算机来完成数据采集、处理和控制任务, 采用人机对话形式操作。根据不同的任务, 可按标准的或非标准的试验方法进行试验, 其试验结果均可实现以数字或曲线形式显示在屏幕上或输出到打印机上, 还可保存在数据库中。



4) 用于风电齿轮箱的机械封闭式试验台 图 3-18 所示的是用于风力发电机齿轮箱的机械封闭试验台。被试齿轮箱 6 与陪试齿轮箱 3 的低速端面对面用联轴器联接, 两者的高速轴分别与试验台辅助齿轮箱 7 和 2 联接。两辅助齿轮箱则通过传动轴 5 联接起来, 传动轴 5 上装有加载装置, 可通过重力杠杆或液压、液力和电磁等方式将转矩施加到传动轴上, 使整个系统处于承载状况之下。用电动机 1 维持系统的运转, 其输出的功率约为系统封闭功率的 10%~15%, 主要是补偿封闭系统中各零部件在运转时的摩擦功率损失。利用变频电动机来改变输入转速, 满足不同工况转速下的测试需要。设置计算机控制系统可对整个试验进行常规或指定的程序控制和监控。



此类机械封闭式试验台的辅助齿轮箱要按照测试对象设计制造，由于受其输入/输出中心距和齿轮传递能力的限制，灵活性不足，适应性不广，常常设置为批量生产的专用台位，用于特定的产品试验。

## 2. 开式试验台

开式机械功率、效率试验台的构成框图如图 3-19 所示。原动机（电动机）为被测机械提供动力，制动器作为被测机械的负载。由原动机输出的动力经被测机械传递到制动器，所传递的能量在制动器“消耗掉”（转化成其他形式的能，如热能），形成开放式传动系统。

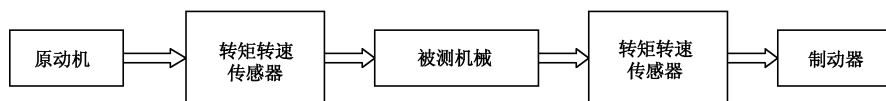


图 3-19 开式机械功率试验台结构框图

为了测量被测机械所传递的功率及传动效率，将转矩转速传感器串接在被测机械的输入轴和输出轴上，分别测出两轴上所传递的扭矩和转速，即可算出被测机械的输入功率和输出功率，输出功率与输入功率之比即为传动效率。

制动器（即测功机）有多种形式，如水力测功机（利用水栅阻力测功），电涡流测功机（利用电流测功），电磁离合器或液压离合器（利用摩擦阻力测功）等。在试验中制动器消耗的功率无法得到合适的回收。

开式能耗大，试验费用昂贵，但开式传动试验台的组成简便灵活，适用于被测设备功率较小、类型多变及试验周期较短的情况。

图 3-20 所示为计算机控制的开式试验台的控制框图。在被试传动设备的输入端和输出端串接的转矩转速传感器，将载荷信号通过转矩转速测量仪转化成电子数据信号传递到计算机进行控制和分析，相关资料可通过外接打印机打印出来。

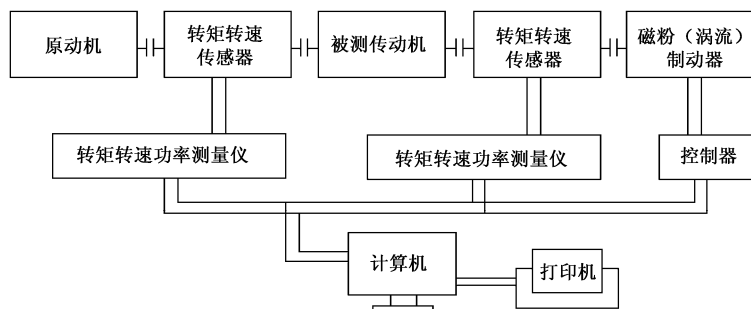


图 3-20 开式试验台控制框图

### 3. 电封闭式试验台

电功率封闭式试验台由于其组合方便,通用性好,结构简单,加载精度高,节能效果好,操作控制方便等优点,越来越多地应用于齿轮传动装置的检测试验中。电功率封闭式试验台又可分为交流电封闭和直流电封闭两种。电能回馈可分为直流电封闭式和交流电封闭式两大系列,主要由交流变频调速系统、交(直)流逆变加载系统、计算机测试控制系统、机械系统、转速转矩测试系统、温度测试系统、振动噪声测试系统、润滑油温控制系统等组成。试验台以计算机测控系统为控制中心,操作和试验过程可以用计算机软件自动完成,也可以进行手动控制。图 3-21 所示的是一种交流电封闭试验台的加载原理图。

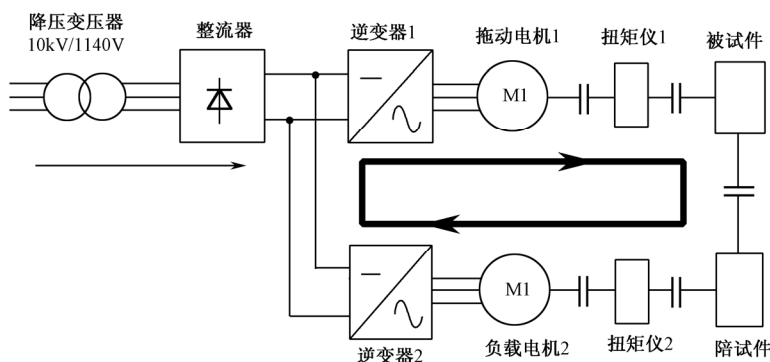


图 3-21 交流电封闭加载试验台原理图

交流电封闭试验台采用电动机-发电机组驱动,驱动效率低,能量传输环节多,环路损失大,且其控制系统复杂,占地面积大,投资高昂,但因其维护、使用方便,故对于大功率传动试验尚多采用此类试验台。

直流电封闭试验台的驱动采用直流电动机,经被测减速器和陪试箱装置,由直流发电机转换为直流电能又回输给直流电动机。系统的功率损耗由整流装置补充,其能量传输环节少,环路效率高,且直流电动机易实现自动控制,故直流电封闭功率试验台应用广泛。

### 4. 转矩转速测试方法

不管使用封闭式或开放式试验台,都需要测量系统的功率,在台位上测量传动轴的转矩和转速,通过转矩和转速获知系统和构件的承载状况,并对其性能指标作出评价。转矩传感器有扭转角相位差式、电阻应变式、光电式、磁电式等几种类型。在齿轮箱试验台上应用较多的是扭转角相位差式和电阻应变式两种,它们的结构和工作原理已经在第 2 章第 2.4 节中作了介绍,这里主要介绍这两种转矩传感器在齿轮箱测试中的应用。



**1) J 型转矩转速传感器** J 系列转矩转速传感器主要用于测量各种动力机械的转速和扭矩。在选用传感器时,首先要确定被测装置的最大扭矩和转速,被测装置的最大扭矩最好使用在传感器额定扭矩的 60%~120%范围内,且最高转速不要超过传感器的额定转速。这样既可保证所选传感器能在长期使用中的安全可靠,又可以保证足够的测量精度。

J 型传感器保证精度测量范围为 120%额定扭矩,允许瞬时冲击而不会损坏的范围为 300%额定扭矩。

(1) 要技术指标:

- 静标定误差:在标定传感器系数的相同环境温度下,静标定误差不超过±0.2%
- 测量精度:传感器与转矩转速功率测量仪配合,其测量误差不超过±0.5%
- 最大扭矩:120%额定值
- 输出电压:不小于 0.7V 有效值
- 使用环境:环境温度 0~55℃,相对湿度不超过 90%
- 工作方式:连续运行

(2) 使用注意事项:

- 如传感器主轴转速低于 50r/min,或者输出电压信号的幅度低于 0.7V 时,可启动传感器上的驱动电动机,并使其旋转方向和主轴旋转方向相反,保证输出电压信号的幅度大于 0.7V
- 由于传感器的转速信号是主轴转速与传感器套筒转速的代数和,所以当传感器上的小电机打开时,扭力轴转速应等于仪表转速读数减去传感器电机转速所得的差值
- 环境温度的变化会直接影响仪器的测量精度,当测量精度要求不高时,相对于传感器标定温度时温差在±10℃时,对标定系数可不作修改,如果环境温度超过这一范围,就必须对传感器所标定的系数值进行修正,即将 TR-1 系数修正后使用,才能保证其测试精度,温度系数的修正按下式计算:

$$X_t = X_{t_0}[1 + \varepsilon G(t - t_0)] \quad (3-16)$$

式中, $t$ 为测量时的实际环境温度(℃); $t_0$ 为标定传感器系数时的环境温度(℃); $X_t$ 为 $t$ ℃时的传感器系数; $X_{t_0}$ 为 $t_0$ ℃时所标定的传感器系数(即铭牌上的传感器温度系数); $\varepsilon G$ 为剪切弹性模量 $G$ 的温度系数,其值在这里取为-0.027%。

例如:传感器出厂时的标定系数为 7215 是在 10℃下进行标定的,现在环境温度为 26℃的情况下使用,其修正系数为

$$X_t = 7215 \times (1 - 0.027\% \times 16) = 7183$$

即将传感器的标定系数修正为 7183,并在使用时将 TR-1 的系数置于 7183,若环境温度仍为 10℃,则系数仍为 7215。

J 型传感器本身只传递扭矩而不能吸收功率（传感器内部的功率消耗一般可忽略不计），也不能产生功率。因此，当被测对象为原动机（如电动机、内燃机）时，为了使被测对象所产生的机械功率被吸收，必须与一定的负载连接。负载可以是直流或交流发电机、磁粉制动器、电涡流测功机等，也可以选择其他类型机械作负载。当被测对象为负载（如发电机、风力发电机、水泵、齿轮箱、液压油泵）时，应与一定的原动机相连接。在测量齿轮箱等设备的机械效率时，应按扭矩的大小选择规格合适的转矩转速传感器，否则将影响机械效率的测量精度。

### （3）安装方式：

J 型传感器在台位上的安装布置方式如图 3-22 所示。J 型转矩转速传感器使用时，传感器的驱动端应与原动机相连。原动机、传感器、负载等应安装在稳固的基础上。必须避免过大的振动，否则将可能发生数据不稳，降低测量精度，甚至发生损坏传感器的现象。

一般采用弹性柱销式联轴器即可，但应尽可能减少联轴器的质量，这对小规格传感器和高速传感器尤其重要。为了使传感器不承受弯矩，推荐采用挠性联轴器（如尼龙绳联轴器），这将显著改善传感器的工作条件，保证测量精度。

为了避免在传感器弹性轴上产生弯矩，在安装时必须使原动机、传感器、负载三者之间具有较好的同轴度。当存在弯矩时，将会降低测量精度，在某些情况下，甚至可能使弹性轴损坏。在使用小规格传感器时，尤其应保证安装同轴度。J 型转矩转速传感器的安装一般为水平安装，也可以作垂直或任意角度的安装，但不允许传感器承受过大的轴向力。

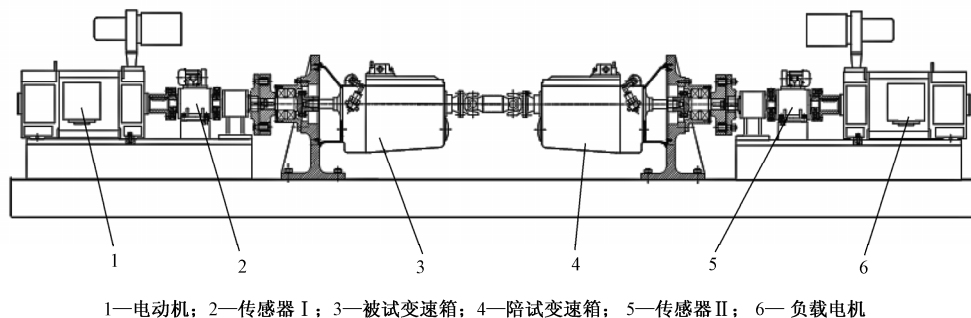


图 3-22 J 型传感器在台位上安装进行测试的布置方式

一般情况下，两台传感器分别安装在驱动电机和被试变速箱，以及陪试变速箱和负载电机之间，如图 3-22 所示。有时，传感器 II 也可安装在被试与陪试变速箱之间，图 3-23 所示的变速箱试验台就是采用了这种安装布置方式的。

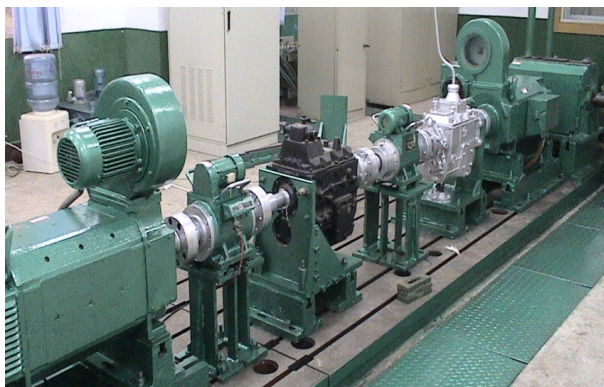


图 3-23 变速箱试验台

**2) 应变电阻式转矩传感器** 应变片是一种将构件的形状变化转变为电阻变化的传感器，一般是将栅状的金属丝或金属箔由基片和覆盖层固定后制成的。当转轴受转矩作用时，应变片产生应变，其应变量与转矩成线性关系。

在转矩的作用下，轴表面受力状况与位置有关，在与轴线方向成  $45^\circ$  的方向上受力最大。在图 3-24 中，沿  $AA'$  方向承受压缩力，沿  $BB'$  方向承受拉伸力。因此，若分别按这两个方向粘贴应变片 1 和 2，则扭转变形将导致应变片 1 的阻值减小，应变片 2 的阻值增大。将这两个应变片作为电桥的一臂接入电桥，若在校准转矩为零的情况下调整电桥使其平衡，则当转矩存在时电桥的输出就是转矩的度量。通过应变片电测技术，在弹性轴上组成应变桥，向应变桥提供电源即可测得该扭力轴受扭变形的电信号。将该应变信号放大后，经过电压/频率转换，变成与扭转应变成正比的频率信号。

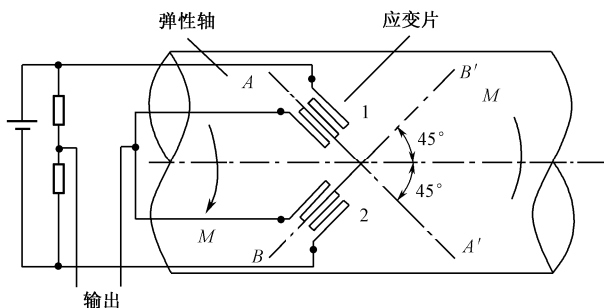


图 3-24 弹性轴和应变片作用原理

在旋转的动力传递系统中，旋转轴上应变桥的电源输入和应变信号输出通常是利用电刷和滑环来完成的。由于电刷滑环靠摩擦接触传递信号，因此不可避免地存在磨损并发热，使旋转轴的转速受到限制并且影响滑环的使用寿命。另外，滑环接

触状态的变化将引起信号波动，造成测量误差从而影响测量精度。为了克服电刷滑环的缺陷，可以采用无线电遥测的方法，将扭矩应变信号在旋转轴上放大并进行  $U/f$ （电压/频率）转换成频率信号，通过载波调制用无线电发射的方法从旋转轴上发射至轴外，再用无线电接收的方法，就可以得到旋转轴受扭的信号。旋转轴上的能源供应是固定在旋转轴上的电池。使用该方法的扭矩传感器即为遥测扭矩仪。遥测扭矩仪成功之处在于克服了电刷滑环因接触而磨损的缺陷，但也存在一些问题：一是易受使用现场电磁波的干扰；二是供电电池只能短期使用；三是旋转轴上附加的测试装置在高转速时易引起动平衡问题。

变压器耦合的扭矩传感器吸取了上述各种方法的优点并克服了其缺陷，在应变传感器的基础上设计了两组旋转变压器，系统的能源输入及信号输出由两组带间隙的特殊环形变压器承担，因而实现了无接触电源及信号传递功能。这种传感器利用了可变耦合变压器原理，其本质是一个变压器，而变压器一次绕组与二次绕组之间的耦合则是与转矩成比例的。图 3-25 所示为变压器耦合的扭矩传感器的结构。这种传感器有两个同心的轴套，外轴套与弹性轴的前端固定在一起，而内轴套则与弹性轴的后端固定在一起。另外有两个同心的绕组线圈则固定在机壳上。弹性轴的材料是不锈钢，机架的材料是铝，只有两个轴套采用磁性材料。

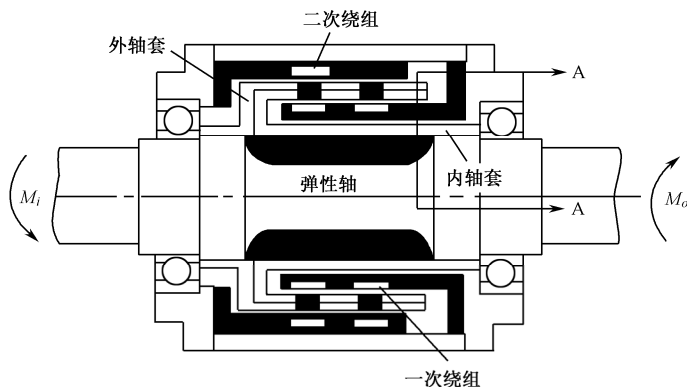


图 3-25 变压器耦合扭矩检测器结构

变压器耦合的扭矩传感器的扭矩测量原理框图如图 3-26 所示。该传感器的检测敏感元件仍采用电阻应变桥。将专用的测扭应变片用应变胶粘贴在一段特制的弹性轴上并组成电桥，以形成基础扭矩传感器，然后在轴上再固定电源环形旋转变压器的二次线圈、轴上印制电路板和信号环旋转变压器的一次线圈。PCB 上包含整流稳压电源、仪表放大电路及  $U/f$  变换电路。在传感器的外壳上固定着激磁电路、电源环形旋转变压器的一次线圈、信号环转变压器的二次线圈及信号处理电路。只要向应变电桥提供电源即可测得该弹性轴受扭的电信号。传感器的电源输入及信号输出是

由两组带间隙的特殊环形旋转变压器承担的, 因此可实现能源及信号的无接触传递。当弹性轴受扭时, 应变桥检测到的应变信号通过仪表放大器将其放大成强信号, 再通过  $U/f$  转换器变换成与扭应变成正比的频率信号, 此信号通过信号环形旋转变压器, 从旋转轴传递至静止的二次线圈, 再经过传感器外壳上的信号处理电路滤波、整形, 即可得到与弹性轴承受的扭矩成正比的频率信号输出。

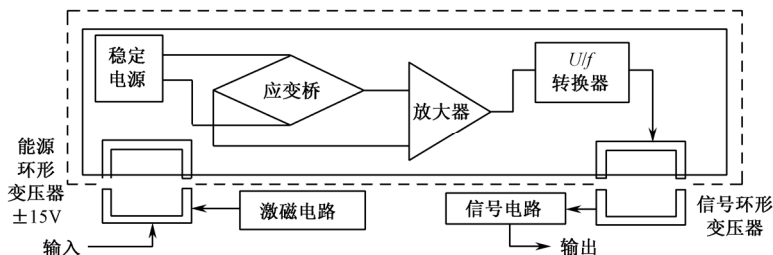


图 3-26 变压器耦合转矩应变传感器测量原理图

转矩传感器也可用于转速测量。在相位差式传感器中, 交流电信号的频率与转速成正比, 因此可用于测量轴的旋转转速。另一种转速测量原理是, 转矩转速传感器在旋转轴上安装着 60 条齿缝的测速轮, 在传感器外壳上安装的一只由发光二极管及光敏三极管组成的槽型光电开关架, 测速轮的每一个齿将发光二极管的光线遮挡住时, 光敏三极管就输出一个高电平, 当光线通过齿缝射到光敏管的窗口时, 光敏管就输出一个低电平, 旋转轴每转一圈就可得到 60 个脉冲, 因此, 每秒钟检测到的脉冲数恰好等于每分钟的转速值。

上述传感器也可做成圆盘形式, 如图 3-27 所示。盘式转速传感器旋转部分直接与传动轴连接, 外环和信号支座则安装在试验台架上, 通过信号线将转矩和转速信号传递到试验台计算机控制中心进行处理和显示。图 3-28 所示为盘式转矩转速传感器在试验台上应用的实况。



图 3-27 盘式转矩转速传感器



图 3-28 安装了盘式转矩转速传感器的齿轮箱试验

## 5. 风力发电机组主齿轮箱试验台

该试验台可进行主齿轮箱的空载试验及不同工况下的加载试验，并将加载试验的能量回馈至试验台拖动系统的前端，形成能量闭环。该试验台可按照规范制定的试验程序对新设计的齿轮箱进行试验，包括模拟风力发电机组实际运行工况的加载试验；还可检测齿轮箱在加载情况下的振动、噪声、油温、油压和清洁度等参数。

**1) 试验台系统构成** 试验台系统由受电柜、整流柜、逆变柜、驱动电动机、负载电动机、测试系统、控制系统等组成，被试件及陪试件均为风力发电机主齿轮箱。试验台系统的构成如图 3-29 所示。

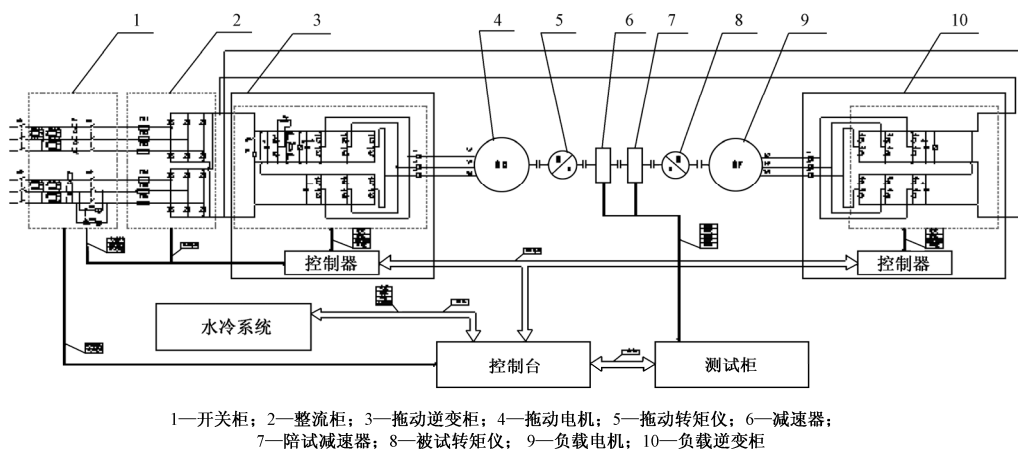


图 3-29 试验台系统构成

**2) 工作原理** 交流变频互馈式传动试验台基本电气原理是，电网 6kV 和 10kV 的工频交流电经过高压受电开关柜进行隔离后送到变压器的一次侧，变压器输出有两套二次绕组（Y接法、△接法），两组三相之间相差  $30^\circ$ ，经整流柜内的两套整流装置整流后并联输出直流电（12 脉波），再由驱动逆变器将直流电逆变为频率可调的交流电驱动电动机按转速闭环运行；驱动电动机与陪试减速器、被试减速器、加载发电机之间依次机械联接运转，由加载变频器控制加载发电机给被试减速器加载，控制加载发电机工作在发电状态，以转矩闭环运行。

加载发电机发出的电能通过加载变频器变为直流回到系统的直流侧，再向驱动逆变器供电，系统能量构成内部循环反馈，外部电网只提供系统启动及电气损耗和机械损耗，约为系统功率的 20%~30%。图 3-30 所示为这种电反馈封闭试验系统的封闭回路。试验台的现场布置如图 3-31 所示。

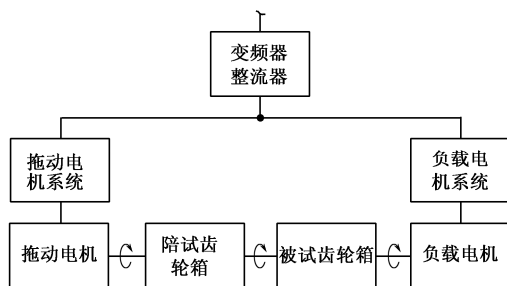


图 3-30 驱动/负载系统封闭回路



图 3-31 试验台现场布置图

### 3) 试验台系统功能

- 稳定运行转速误差不超过 $\pm 1\text{r/min}$ 。给定载荷的变化误差不超过 $\pm 1\%$
- 系统的所有给定调整应平稳无冲击现象
- 系统为转速转矩双闭环，控制方式能够根据不同的试验要求设定、改变、调整，在低速时 also 具有良好的运行性能
- 电动机和发电机为交流变频电机
- 电机型式：双轴伸。驱动电机带  $0\sim 1.2$  倍的转矩启动到  $0\sim 1900\text{r/min}$  任意转速并能达到稳定状态
- 系统正、反两个方向功能要求相同并具有相同的性能和精度
- 系统操作分自动和手动两种方式
- 系统具有过流、过压、过载、短路、超温、缺相等超限报警、保护功能。测量仪表同时显示输入端和输出端的扭矩、转速、功率、扭矩比、速比及效率等多个量，显示器可根据不同的试验对象显示不同的记录界面
- 系统具备独立的监视显示界面，用于显示各种监测信号，如系统关键部件的电压、电流、温度等。能按照不同试件所需的参数显示、储存、打印、绘制各种量之间的曲线



#### 4) 齿轮箱试验程序要求

(1) 启动变频器, 电动机开始运行, 逐步将转速调至额定转速, 再启动加载逆变器, 发电机开始运行, 给定不同负载转矩, 使被试件加载到规定的载荷。

(2) 无论陪试件与被试件速比是否相同, 在任意转速下可以施加不同比例的载荷, 并且能长时间运转, 但实际运行工况应不超过电机允许的最高转速与额定转矩。

(3) 加载应以平缓可调的方式进行。

(4) 以上述操作的逆过程卸载停车。

(5) 同时显示陪试件的输入转速、转矩、功率与被试件的输出转速、转矩、功率, 并能计算出机械效率。

- 温度测量点主要是指高速轴轴承温度和油温, 对输入轴及其他轴承、变频器、电机、发电机等温度也应实施监控
- 按设定时间间隔自动记录所有参数, 同时生成表格存入专用数据库, 最后按选定项生成实验数据记录表, 同时存入另一个数据库; 任意两个参数都可以生成关系曲线, 坐标单位为 (时间: min, 功率: kW, 温度: °C) 坐标间隔可设定
- 稳定运行转速误差不超过  $\pm 1 \text{ r/min}$
- 给定负荷的变化误差不超过  $\pm 1\%$
- 系统的所有给定调整应平稳无冲击现象
- 系统为转速转矩双闭环, 控制方式能够根据不同的试验要求设定、改变、调整, 在低速时也具有良好的运行性能
- 电动机和发电机为交流变频电机, 具有双轴伸
- 驱动电机带 0~1 倍的转矩起动到额定范围内的任意转速并能达到稳定状态
- 系统正反两个方向功能要求相同并具有相同的性能和精度

**5) 试验台系统运行** 在系统运行之前必须完成被试齿轮箱和陪试齿轮箱与电机的联接, 其中包括各种传感器、检测仪器的联接, 并对台位各个组成部分进行细致的检查, 电气系统、机械系统和测量仪表系统均应处于正常状态, 符合安全规程的要求。

(1) 制台启动, 系统整流、逆变和检测等各部分的控制电路、辅助控制回路及反馈信号正常。

(2) 主回路供电, 系统启动, 控制驱动逆变器工作, 控制驱动电机工作在电动状态。驱动电机带动陪试、被试齿轮箱、加载电机转动至齿轮箱被试转速。此时驱动逆变器输出控制为转速闭环控制, 可保证系统的转速被控制在测试点, 同时驱动逆变器也具有转矩保护特性, 可保证系统的安全工作。加载变频器此时无逆变输出, 加载电机处于被机械联接驱动空载转动状态。此时系统为空载转动工况。由电网提供系统所需的空载转动电能。



(3) 空载转动后, 系统通过控制台将加载指令发送到加载逆变器, 使加载逆变器工作。通过加载逆变器的特性控制, 使加载电机工作在发电状态。此时加载变频器为转矩闭环控制, 保证加载电机为系统提供稳定的加载转矩。加载变频器还具有超速保护功能, 可保护系统工作在安全转速范围内。加载电机所发出的电能最终回馈到系统的直流环节。

(4) 驱动变频器的转速闭环控制保证了系统转速的稳定性, 加载变频器的转矩闭环控制保证了系统转矩的稳定性。通过驱动变频器的转速调节和加载变频器的转矩调节, 可使系统工作在不同的转速-转矩点。

(5) 系统的停机可协调控制减速减负载, 将系统转速调节近零速, 再控制加载变频器和驱动变频器停止输出, 系统停机。

系统运行流程图如图 3-32 所示。

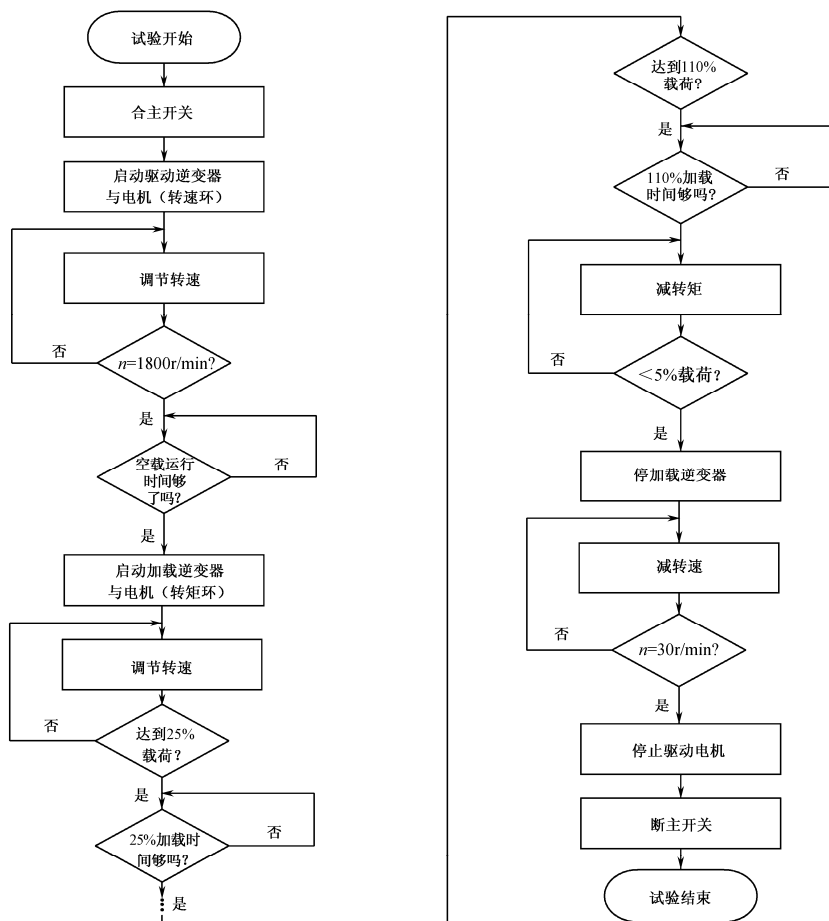


图 3-32 系统运行流程图

**6) 控制系统** 利用计算机网络对所有主令电器、运行参数进行控制，选定试验参数、试验程序并投入运行过程来实现系统各部分的启动、运行和停机。计算机通过 CAN 总线与各个控制单元相连接，同时实时采集试验数据。按逻辑要求完成对低压开关的远程分/合闸，逆变器启动、停止与急停，辅助系统的启/停。实现转矩、转速等运行参数设置及超限保护。试验台系统控制网络如图 3-33 所示。

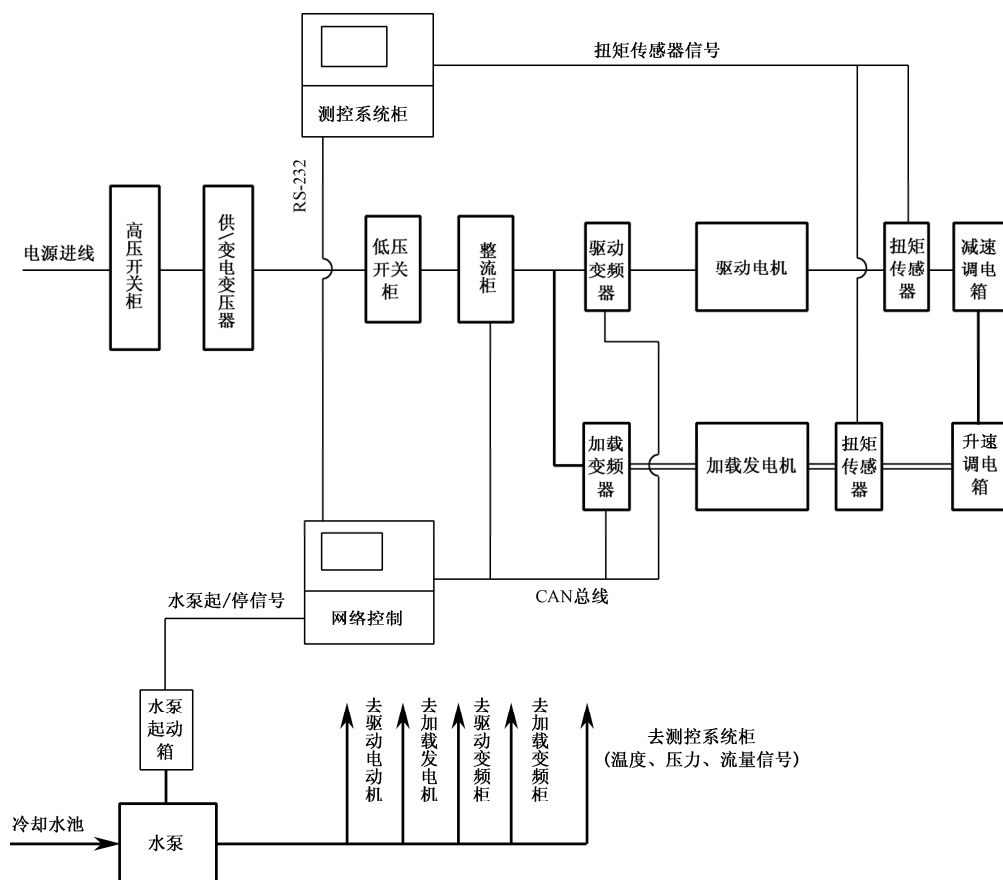


图 3-33 系统控制网络图

通过计算机对变频器的控制，实现在允许速度、功率范围内，依据给定速度指令恒速运行；在允许转矩、功率范围内，依据给定转矩指令恒转矩运行。

网控系统的工控机与变频器控制单元通过 CAN 总线连接，保证试验过程中可靠的数据交换。系统具备自检功能，开机后通过自检判断各单元状态正常与否；自检完成后自动在屏幕界面上显示系统各开关及主要人工接线点的状态，供操作参考及线路连接状态确认；系统运行中定时进行自检，确保系统运行正常。通过

信息处理系统, 对各控制单元提供的数据及时进行处理和传递, 当系统发生通信中断、指令丢失等异常情况时能恰当处理, 对重要信息在操作界面明显部位显示。系统具有过程监控能力。遇有故障, 执行相应的警示和保护, 同时系统可自动记录和保存故障信息。

计算机实现软件控制硬件平台, 可下载、编辑、修改和运行试验系统各单元的控制程序, 直接实现被试件的运行控制, 同时实现试验系统的自检、系统初始化(状态校核、试验运行方式、运行目标点或曲线设定, 各保护参数、限制参数的设置)、通信管理等, 负责运行过程监控, 在线显示各变频器、电机、电源等主要设备的工作情况和运行参数, 进行故障信息显示和记录, 显示主要参数波形图、数据表。

## 7) 测试系统

### (1) 转速测量。

- 输入信号: 来自转速扭矩传感器
- 测量精度: 扭矩、转速和功率测量仪表应与扭矩转速传感器正确配套使用, 50Hz 以下为 $\pm 0.5\%$ ; 50Hz 以上为 $\pm 0.1\%$

### (2) 转矩测量。

- 输入信号: 来自转矩转速传感器
- 测量精度: 扭矩、转速和功率测量仪表应与扭矩转速传感器正确配套使用, 精度为 $\pm 0.1\%F.S$  或 $\pm 0.2\%F.S$

### (3) 功率测量。

- 运算精度:  $P=0.0001047 \times \text{转矩}(N \cdot m) \times \text{转速}(r/min) \times 1 \text{ 个计数单位}$
- 相对误差: 直读不超过额定负载的 $\pm 0.5\%$ , 通过传感器显示仪测量时不超过额定负载的 $\pm 1\%$

### (4) 温度测量。

- 输入信号: 温度传感器
- 相对误差不超过允许最高平衡油温的 $\pm 0.5\% \pm 1^\circ\text{C}$
- 测量精度: PC 数据采集卡与温度传感器正确配套使用,  $\pm 0.5\%F.S$  (温度测量留有备用接口)

### (5) 压力测量。

- 输入信号: 压力传感器, 来自监测油路或水冷管路
- 测量精度: PC 数据采集卡与压力传感器正确配套使用,  $\pm 0.5\%F.S$

### (6) 流量测量。

- 多路输入, PC 数据采集与流量传感器配套使用

### (7) 噪声测量。

- 配置精密脉冲声级计, 可通过 RS-232C 接口与测试工控机通信

➤ 声级计的测量误差不超过 $\pm 1\text{dB}$  (A)

(8) 振动测量。

➤ 配置振动综合分析仪、加速度传感器及电荷放大器

➤ 精度： $\leq 2\%$

测试系统应具有将测量数据保存到专用数据库，生成曲线，输出打印报表等功能。

**8) 状态监测与故障诊断** 故障是指机械设备丧失了原来所规定的性能和状态。在实施风力发电齿轮箱试验时必须对有可能产生的故障进行诊断，具体做法是根据状态监测所获得的信息，结合齿轮箱的工作原理、结构特点、运行状况，对有可能发生的故障进行分析、预报，对已经或正在发生的故障进行分析、判断，以确定故障的性质、类别、程度、部位及趋势，对试验系统提供状态监测和故障诊断的技术支持。

状态监测与故障诊断常用的方法有以下 5 种。

(1) 振动分析法：振动分析法是状态监测与故障诊断技术常用的主要方法。这种方法对设备所产生的机械振动进行信号采集和数据处理，然后根据振动的振幅、频率、相位及相关图谱进行故障分析。

振动信号包含了丰富的机械及运行的状态信息，它既包含了齿轮、轴承、联轴器、基础、管线等机械零部件运行中自身状态的信息，又包含了诸如转速、温度、油温等影响运行状态的信息。振动分析法是旋转机械故障诊断中应用最广泛和最有效的方法。采用振动分析法，可以对旋转机械大部分的故障类型进行准确诊断，如旋转件动不平衡问题、轴系不对中、轴承工作不良、润滑不良、动静件摩擦、旋转失速及喘振、转轴的横向裂纹、机械松动、结构共振等。

(2) 油液分析法：油液分析法是对机组在用润滑油的油液本身及油中微小颗粒所进行的理化分析。通过对润滑油的黏度、闪点、酸值、破乳化度、水分、机械杂质、液相锈蚀试验、抗氧化安全性等各种主要性能指标的检验分析，不仅可以掌握润滑油本身的性能信息，而且也可以了解到齿轮、轴承、密封的工作状况。尤其是对油液中不溶物质，主要是微小固体颗粒所进行的铁谱分析、光谱分析、颗粒计数，可以识别油液中所含各种颗粒的化学成分及其浓度、形貌、尺寸，从而对润滑、特别是零件合金、轴颈、密封等摩擦付的磨损状态进行科学的分析与诊断。

(3) 轴承回油温度和油箱温度的监测：装配不当造成轴承工作不良，从而引起轴承回油温度升高，严重时会造成滚子和滚道烧伤或损坏。因此需要对轴承回油温度进行实时监测。由于温度的反映往往滞后，具体的测量方法及测量位置等又各不相同，因此应具体情况具体分析。

(4) 应力检测法：通过在齿轮、轴承或箱体上粘贴应变片的方法，检验构件承

载后的应力分布状况,用于判断均载和结构强度是否满足设计要求。此项试验要求在零件上加工出相应的平面或孔道,以便布置应变片和引线。也可使用无线检测应变片进行检测,可简化引线和联接,但需配备专用仪器,费用较高。应力检测和有限元分析结合起来,可为充分验证产品设计的合理性以及优化设计提供了依据,无疑是一种较为理想的试验方法。

(5) 综合分析法:在进行状态监测与故障诊断时,往往将以上各种方法连同制造工艺及运行参数的监测与分析一起进行综合分析,以便提高状态监测与故障诊断的准确性。

### 3.3.4 齿轮箱测试实例

#### 1. 试验前的准备工作

(1) 按齿轮箱传递功率选用适当的电机并搭建台位。

(2) 测量仪表选择。

- 温度计、Pt100 仪表:用于测量被试齿轮箱润滑油温度,轴承温度
- 测振仪:测量振动。要求测量高速轴,内齿圈外部等处振动量
- 声级仪:测量试车噪声
- 转速表:测量齿轮箱轴及电机轴转速
- 必要时应配有一台 1/3 倍频程频率分析仪,并进行 FFT 分析

(3) 试验润滑要求:试验用油必须采用与齿轮箱工作时完全一致的油品,润滑油路必须是齿轮箱正常工作时的油路,试验后应更换过滤器。为保证齿轮箱油路的完好性,不应拆卸各元件。

(4) 试验标准。

- 温度:齿轮箱最高温度不应超过 80℃,高速轴轴承温度不能超过 90℃
- 齿轮箱的空载噪声应不大于 85dB(A),用 GB3785 中规定的 I 型和 I 型以上声级计,在额定转速下,在距齿轮箱中分面 1m 处测量,当环境噪声小于减速度噪声 3dB(A) 的情况下,应符合要求
- 振动:要求测量高速轴轴伸,内齿圈外部等处振动,应符合 GB/T8543 规定的 C 级
- 效率:齿轮箱效率视结构形式和载荷大小而定,一般应在 96.5~97.5 之间
- 清洁度:齿轮箱的清洁度应符合 JB/T7929 的有关规定

#### 2. 被试齿轮箱

该 1.5MW 风力发电机组主齿轮箱为两级行星加一级平行轴圆柱齿轮传动结构,如图 3-34 所示。图 3-35 所示为该齿轮箱的主要观测点。

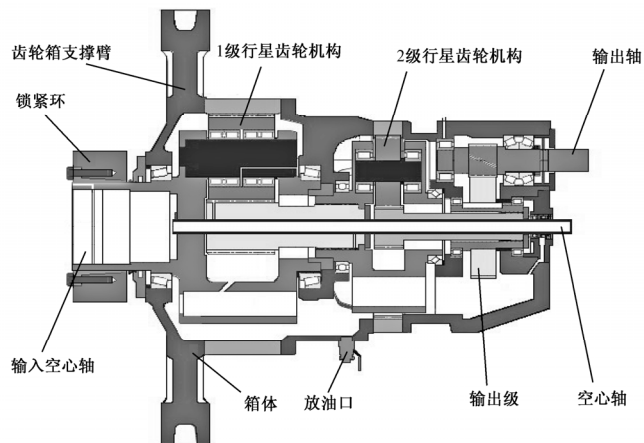
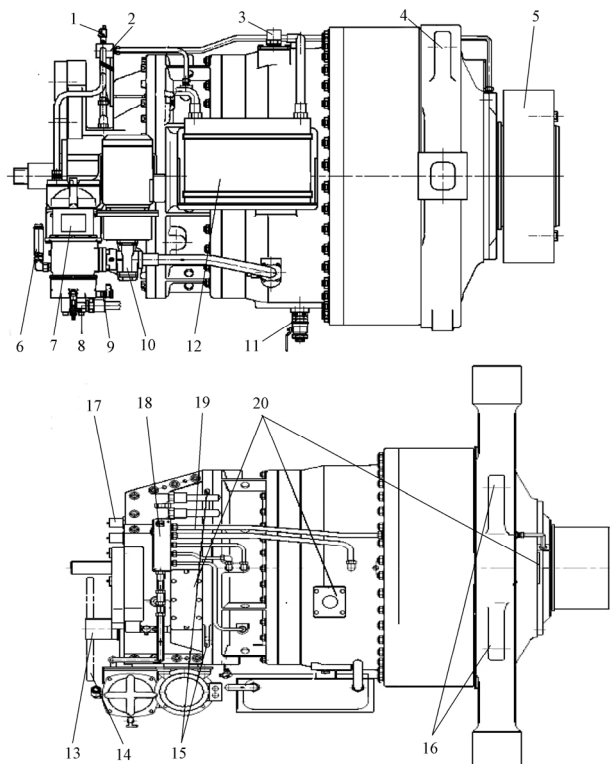


图 3-34 1.5MW 风力发电机组主齿轮箱结构示意图



- 1—数显油压表；2—润滑分配器；3—出气孔；4—齿轮箱前吊装孔；5—锁紧环 6—润滑油泵出口；  
7—润滑油滤清器；8—润滑油温控制阀；9—滤清器堵塞传感器；10—齿轮箱润滑油泵；11—齿轮箱放油阀；  
12—热交换器；13—输出轴；14—输出轴制动盘；15—齿轮箱后部吊点；16—齿轮箱前部吊点；  
17—齿轮箱加热器；18—分配器；19—润滑油管；20—齿轮箱观察窗

图 3-35 齿轮箱的主要观测点

齿轮箱的主要技术参数如下所述。

- 增速比：100.746
- 额定输入功率：1660kW
- 额定输出功率 1500kW
- 风轮额定转速：17.4r/min
- 发电机额定转速：1753r/min
- 风轮额定转矩：912450N·m
- 发电机额定转矩：9057N·m
- 最大极端转矩：2558000N·m
- 润滑油：ISO VG320 320L
- 清洁度要求：min.17/14ISO 4406
- 油箱和齿轮箱轴承温度：
  - ◇ 油箱最低温度：0℃
  - ◇ 油箱最高温度：70℃
  - ◇ 轴承温度（运行温度限值）：85℃（max.）

### 3. 布置试验台，安装齿轮箱

将被试齿轮箱与陪试齿轮箱安装在试验台支架上，在启动之前应该使齿轮箱及润滑管道系统充满油。通过齿轮箱透气孔（卸下透气塞）或从专用注油口加注润滑油，直到达到指定油位。润滑油的清洁度应达到标准规定的 14/11 等级。

联接各处管路和电气、仪表线路，确认台位装备完整，转动轴无卡滞现象，联接安全可靠。齿轮箱润滑和冷却管路图如图 3-36 所示。

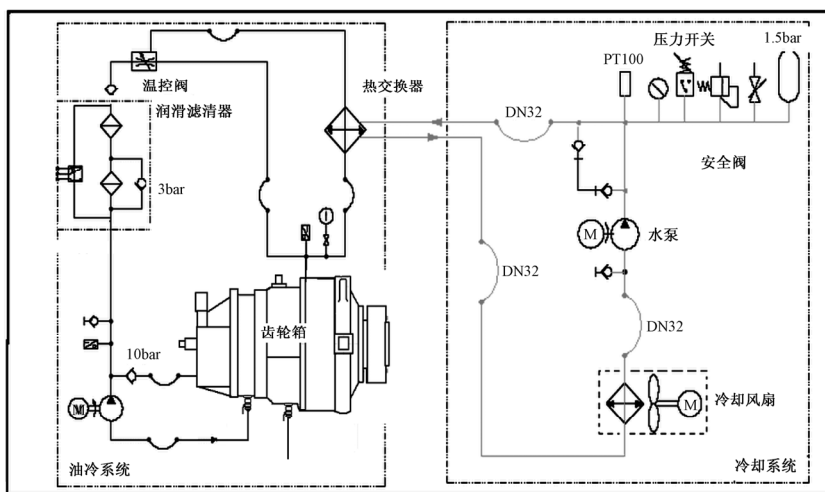


图 3-36 齿轮箱润滑和冷却原理图

#### 4. 空载试验

(1) 齿轮箱首先在空载下运行，使润滑油充分进入各个管路中。之后从油位指示窗观察油位是否达到要求。检查齿轮箱低速端、高速端、各联结处是否有漏油、渗油现象。

(2) 检查齿轮箱噪声：检查齿轮箱是否有异常声音，如果发现异常声音，立即查找原因，排查噪声源。

(3) 检查齿轮箱振动情况：齿轮箱的振动可用台位联接的振动传感器监测，也可根据需要，用手持式测振仪对齿轮箱的振动情况进行检测。

(4) 检查齿轮箱的传感器：检测齿轮箱上所有的温度、压力传感器，查看其连接是否牢固。并通过控制系统测试其功能是否正常。若传感器失灵或损坏，立即更换。

(5) 短时间启动齿轮箱加热器，测试加热元件是否供电（用电流探头测试）。

(6) 分别检查油泵、冷却器及与之相关的管路管接头，水冷系统管路管接头及散热水箱有无泄漏。

由于风力发电机齿轮箱在现场工作时均有约  $4^{\circ} \sim 5^{\circ}$  的倾角，在单独进行空载试验时要求模拟这一工况，以检查齿轮箱油润滑系统的工作情况（见图 3-37）。

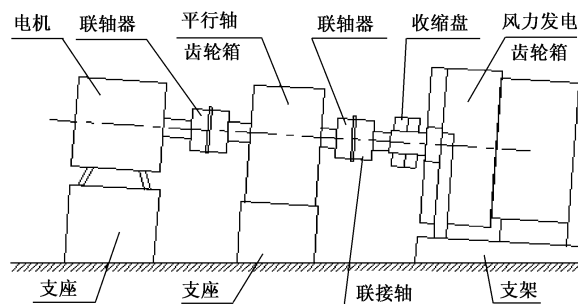


图 3-37 空载试验装置

(1) 车前确认台位正常，传动件无卡死现象后再正式起动。

(2) 按额定转速的 30%、50%、80% 各运转 10min，观察无异常情况后再升至额定转速。

(3) 在额定转速下运行 2h，试车过程中，每隔 20min 测量下列数据并作记录：油温、轴承温度、振动、噪声状况。

(4) 在 110% 额定转速下运行 5min。

(5) 在额定转速下，反方向运行 30min。

(6) 要求达到：



- 各联接件、紧固件不松动
- 各密封处、结合处不渗油
- 运行平稳，无异常冲击声和杂音，噪声声压级符合要求
- 润滑充分，温升正常

(7) 停机取油样检查润滑油清洁度，判断空载试验结果。

## 5. 加载试验

(1) 加载步骤：按表 3-2 试验内容的加载试验要求逐级加载，每级负载均需达到热平衡。

(2) 过载试验：正常加载试验结束后，要按试验规范所要求超载幅度和运行时间进行超载试验。

(3) 试验过程中，每隔 20min 测量下列数据并记录：油温、轴承温度、振动、噪声、转矩值。

(4) 在加载过程中，若有异常应立即停车，消除故障后重新试验。

(5) 检查：

- 各联接件、紧固件不松动
- 各密封处、结合处不渗油
- 油温（特别是轴承）温升正常
- 各处噪声和振动状况
- 通过内窥镜检查齿面和轴承，以及其他机件有无损伤
- 油样检验。根据试验规范要求送拆检或入库

## 6. 拆检

先将首视孔盖及其周围清理干净，然后用扳手打开视孔盖。通过视孔盖观察齿轮啮合情况、齿表面情况（齿面疲劳、胶合等）、难以查看的地方采用内窥镜深入齿轮箱内部观察齿轮啮合与齿表面情况。目测润滑油油色及杂质情况、腐蚀、点蚀、断齿、微型点蚀、齿接触强标志、撞击标志。

逆时针旋转润滑油滤清器上端的螺栓，将其上盖从滤清器拆除。清洗并更换滤清器芯。

检查齿轮箱内部清洁程度，用清洗剂清洗齿轮箱内部，清洗完毕后必须将清洗剂排干净，然后用少量的新润滑油冲洗。检查齿轮箱体、齿轮、轴承是否有损坏和潜在危险。

## 7. 整理记录，编写试验报告

将试验记录进行整理，按照要求编写试验报告。

## 3.4 发电机测试

发电机是风力发电机组的核心部件，其性能的优劣对整个机组的性能和安全性影响极大。发电机测试是指对发电机的性能和参数等进行必要的测量和试验，以检验其是否满足有关技术要求。

检验发电机性能的试验有型式试验和检查试验两种。型式试验是为了确定发电机是否符合其制造标准的要求，而对其性能和参数进行的全面检验，通常只对首台或首批中的几台样机进行型式试验；检查试验是为了确定发电机在电气上和机械上是否处于正常工作状态而进行的检验，每台新装配完成的发电机都要进行检查试验，只有检查试验合格的发电机才允许出厂。

风力发电中，应用较多的发电机类型主要有笼型感应发电机、双馈感应发电机和同步发电机（含永磁同步发电机）等。发电机的类型不同，试验方法也不尽相同。目前，感应发电机、双馈发电机和电励磁同步发电机的测试技术已经很成熟，但永磁发电机的测试技术仍在进一步研究和完善过程中。

感应发电机和双馈发电机的型式试验和检查试验项目及其试验方法分别在下列国家标准中作了规定，其他类型发电机也可参照使用。

- GB/T 19071.1—2003《风力发电机组 异步发电机 第一部分：技术条件》
- GB/T 19071.2—2003《风力发电机组 异步发电机 第二部分：试验方法》
- GB/T 23479.1—2009《风力发电机组 双馈异步发电机 第一部分：技术条件》
- GB/T 23479.2—2009《风力发电机组 双馈异步发电机 第二部分：试验方法》

由于版面所限，本节主要介绍能够反映发电机主要电气性能的几个主要试验的试验原理和试验方法，包括空载试验、温升试验，损耗与效率测定，以及工作特性测定等，其他检验项目的有关规定请参照 GB/T 19071.2—2003 和 GB/T 23479.2—2009。

### 3.4.1 空载试验

空载试验是检验发电机电磁性能的一个最基本的试验项目。空载试验的目的主要有两个，一是测取发电机的空载特性；二是测取发电机的空载损耗。空载特性大体上反映了发电机主磁路设计的合理性，特别是额定电压点的位置直接关系到发电机的电磁性能和有效材料的利用率。空载损耗主要指发电机的铁损耗和风摩损耗，将直接影响发电机的效率。空载损耗与负载损耗的分配比率还将影响到效率特性曲线的分布，对变速控制风力发电机组的功率特性将产生一定影响。利用发电机的空载试验和空载特性，还可以用于测定发电机的重要参数，如感应发电机的励磁电抗和励磁电流，同步发电机的同步电抗和短路比等。

### 1. 感应发电机的空载试验

**1) 空载特性测试** 感应发电机的空载特性是指在保持同步转速  $n_0$  不变的条件下, 发电机的空载电流  $I_0$  随空载电压  $U_0$  变化的特性, 即在  $n = n_0$  条件下,  $I_0 = f(U_0)$  的关系曲线, 如图 3-38 所示。空载特性的横坐标通常采用空载电压的标幺值  $U_0/U_N$ , 电压的标幺值一般取额定电压  $U_N$  作为基值。

从图 3-38 可以看出, 当空载电压  $U_0$  较低时, 由于发电机磁路处于不饱和状态, 空载电流  $I_0$  较小, 这时, 空载电流随空载电压大体上按直线规律增加; 随着空载电压  $U_0$  的增大, 发电机磁路逐渐饱和, 空载特性曲线也逐渐向上弯曲, 而空载电流  $I_0$  增加的速度逐渐加快。

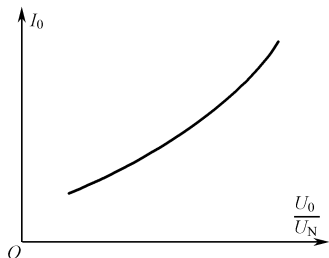


图 3-38 感应发电机空载特性

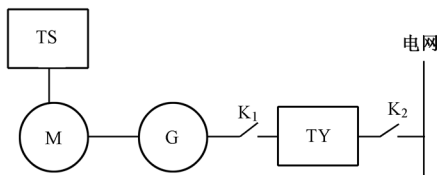


图 3-39 感应发电机空载试验原理图

感应发电机空载试验的接线原理图如图 3-39 所示。图中, M 为驱动电动机, 可以是直流电动机, 也可以是交流电动机, 通常为与发电机相同型号的电机电; TS 为电动机 M 的调速装置; G 为被试感应发电机; TY 为三相调压器。

对上述试验设备有如下技术要求。

(1) 拖动电动机 M 应在感应发电机 G 以同步转速为起点的 1.5 倍转差范围内达到 1% 的稳态调速精度要求。

(2) 拖动电动机 M 的输出功率 (机械功率) 应可测, 测功装置的准确度应达到 0.5 级。

(3) 被试感应发电机 G 的励磁由三相调压器 TY 提供, 调节 TY 可以方便地调节 G 的端电压, 以便测取空载特性曲线。

(4) G 的同步转速  $n_0$  与电网频率  $f$  及电机极对数  $p$  的关系为

$$n_0 = 60f / p \quad (3-17)$$

也就是说, 当电网频率  $f$  波动时, 同步转速  $n_0$  随之波动。因此, 拖动电动机的转速也应随之加以调节, 使发电机在试验过程中始终保持同步转速, 图 3-39 中的 TS 即为拖动电动机的调速装置。

感应发电机空载特性的试验方法如下所述。

(1) 将开关  $K_1$  分断, 起动电动机 M, 将其转速调节至发电机 G 的同步转速  $n_0$ ,

并保持不变。

(2) 使被试发电机空转一段时间, 空转的目的是使发电机的风摩损耗稳定下来。这时, 电动机 M 输出的机械功率  $P_{01}$  全部用于补偿发电机 G 的风摩损耗  $p_{fw}$ , 即

$$P_{01} = p_{fw} \quad (3-18)$$

发电机 G 的风摩损耗稳定的判据是, 相隔 30min 的两个  $P_{01}$  的读数之差不大于前一个读数的 3%。记录稳定后的机械功率  $P_{01}$  (即  $p_{fw}$ )。

(3) 调节电动机 M 的转速, 使发电机 G 始终保持同步转速  $n_0$ 。按顺序闭合开关  $K_2$  和  $K_1$ , 利用三相调压器 TY 为发电机 G 提供励磁。应该指出的是, 闭合开关  $K_1$  之前, 应观察发电机侧电压表的读数, 并将调压器侧的电压调至与发电机侧电压接近后, 再闭合开关  $K_1$ , 以免因两侧电压相差较大而产生较大的电流冲击。

(4) 调节调压器 TY, 使发电机空载电压  $U_0$  升至 1.1~1.3 倍额定电压, 然后逐步降低到可能达到的最低值, 其间测取 7~9 组 ( $I_0, U_0$ )。最后绘出空载特性曲线  $I_0 = f(\frac{U_0}{U_N})$ 。

## 注意

(1) 为了避免局部磁滞回线的影响, 空载电压的调节必须是单调下降的。

(2) 测量时, 应随时注意电网频率波动对空载电流  $I_0$  的影响, 当发电机转速偏离同步转速时, 由于发电机的转差率  $s$  不再为 0, 定子电流中除励磁电流外, 又增加了一部分负载分量, 使空载电流  $I_0$  变大。这时, 应及时调节电动机 M 的转速, 使  $I_0$  在各组读数下都为最小值。检查试验时, 可仅测取额定电压时的空载电流, 而不必测取整条空载特性曲线。

**2) 空载损耗测定** 根据 GB/T 19071.2 的规定, 感应发电机的铁损耗应分别用发电机法和电动机法测取, 用这两种方法测得的铁损耗的平均值来作为发电机的最终铁损耗。

(1) 用发电机法测取空载铁损耗  $p_{Fe1}$ : 空载特性测定时, 在空载电压  $U_0 = U_N$  点, 在读取空载电流  $I_{0N}$  的同时, 还应测取电动机 M 的输出功率  $P_{02}$ 。试验结束时, 应立即在发电机的出线端测量定子绕组电阻  $R_0$ 。则发电机的空载铜损耗  $p_{Cu01}$  为

$$p_{Cu01} = 3I_{0N}R_0 \quad (3-19)$$

发电机的空载铁损耗  $p_{Fe1}$  为

$$p_{Fe1} = P_{02} - P_{01} - p_{Cu01} \quad (3-20)$$

(2) 用电动机法测取空载铁损耗  $p_{Fe2}$ : 将图 3-39 中的驱动电动机 M 脱开, 使感

应发电机 G 经三相调压器 TY 接电网作电动机空载运行。调节调压器 TY，使空载电压  $U_0$  升至 1.1~1.3 倍额定电压，然后逐步降低到可能达到的最低值，其间测取 7~9 组  $(P_0, I_0, U_0)$ ，其中  $P_0$  为电机的输入功率。最后，绘出空载电流特性曲线  $I_0 = f(\frac{U_0}{U_N})$

和空载损耗特性曲线  $P_0 = f(\frac{U_0}{U_N})$ ，如图 3-40 所示。与发电机法一样，空载电压  $U_0$  的

调节也必须是单调下降的。

试验结束时，应立即在电机的出线端测量定子绕组电阻  $R_0$ ，并按式 (3-19) 计算电机的空载铜损耗  $p_{Cu02}$ 。

作电动机空载运行时，电机输入的电功率  $P_0$  全部用于补偿空载铜损耗  $p_{Cu02}$ 、空载铁损耗  $p_{Fe2}$  和风摩损耗  $p_{fw}$ 。因此，从空载输入功率  $P_0$  中减去空载铜损耗  $p_{Cu02}$ ，剩下的即为铁损耗  $p_{Fe2}$  与风摩损耗  $p_{fw}$  之和，即

$$P'_0 = P_0 - p_{Cu02} = p_{Fe2} + p_{fw} \quad (3-21)$$

为了将  $P'_0$  中的  $p_{Fe2}$  和  $p_{fw}$  分离开，需要绘出  $P'_0$  随  $(\frac{U_0}{U_N})^2$  变化的曲线，即  $P'_0 = f((\frac{U_0}{U_N})^2)$  曲线，如图 3-41 所示。由于感应电机的铁损耗  $p_{Fe2}$  大体上与电源电压的平方  $(\frac{U_0}{U_N})^2$  成比例，而在电机转速变化不大的情况下，风摩损耗  $p_{fw}$  基本上是一个常值，因此  $P'_0 = f((\frac{U_0}{U_N})^2)$  曲线基本上是一条直线。将该直线延长（图 3-41 中的虚线），延长线与纵轴交点的纵坐标即为风摩损耗  $p_{fw}$ ，而风摩损耗线以上的部分则是随电压变化的铁损耗。

至此，可以理解本试验一开始所述调节空载电压时需要“逐步降低到可能达到的最低值”，其目的在于提高  $p_{Fe2}$  和  $p_{fw}$  分离的精度，所测取的“最低值”离纵轴越近，分离的精度越高。最低值出现的判据是：如果再降低电压  $U_0$ ，空载电流  $I_0$  不降反升，同时电机转速也明显下降。

取  $(\frac{U_0}{U_N})^2 = 1$ （即额定电压点）时的铁损耗作为式 (3-22) 中的  $p_{Fe2}$ ，来计算发电机最终的铁损耗  $p_{Fe}$ ，如图 3-41 所示。

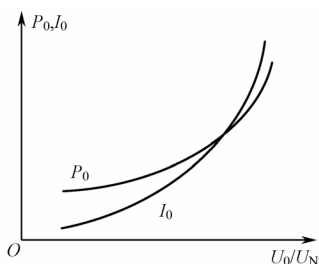


图 3-40 电动机时的空载特性

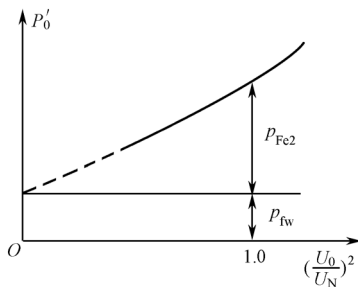


图 3-41 铁损耗与风摩损耗的分离

(3) 发电机的铁损耗  $p_{Fe}$ : 求取用上述两种方法测得的铁损耗的平均值, 作为感应发电机的最终铁损耗, 即

$$p_{Fe} = \frac{p_{Fe1} + p_{Fe2}}{2} \quad (3-22)$$

## 2. 双馈发电机的空载试验

国家标准 GB/T 23479.2 规定, 双馈感应发电机只需完成作电动机运行时的空载试验。试验时, 发电机定子侧由三相调压器供电, 三相转子绕组经电刷短路。测取空载电流  $I_0$  和空载输入功率  $P_0$  随外施电压  $U_0$  的标幺值 ( $U_0/U_N$ ) 变化的空载特性, 即  $I_0 = f(U_0/U_N)$  和  $P_0 = f(U_0/U_N)$  的关系曲线。试验线路如图 3-42 所示, 典型的空载特性曲线如图 3-43 所示。其试验目的、试验原理和试验方法与笼型感应发电机作电动机运行时的空载试验完全相同。

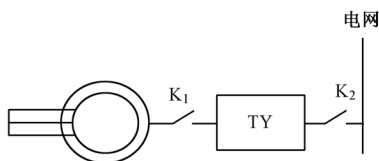


图 3-42 双馈发电机空载试验原理图

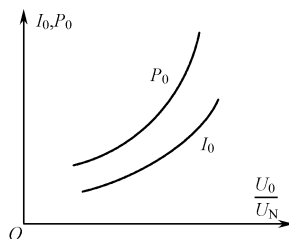


图 3-43 双馈发电机空载特性

## 3. 同步发电机的空载试验

根据励磁方式的不同, 同步发电机可分为电励磁同步发电机和永磁同步发电机两类。电励磁同步发电机的励磁电流可以方便地进行调节, 其很多重要特性可以通过调节励磁来测得。例如, 空载特性、短路特性、零功率因数负载特性等。永磁同步发电机的磁场难以调节, 很多适用于电励磁发电机的试验方法无法应用, 给永磁同步发电机的性能和参数测试带来了困难。因此, 永磁发电机测试技术研究仍然是一个十分有意义的课题。

### 1) 电动磁同步发电机的空载试验

(1) 空载特性测试：空载特性是同步发电机的一条重要的基本特性。同步发电机的空载特性是指在保持同步转速不变的条件下，其励磁电动势  $E_0$  与励磁电流  $I_f$  之间的关系，即  $E_0 = f(I_f)$  关系曲线，如图 3-44 所示。

从图 3-44 可以看出，当励磁电流  $I_f$  较小时，励磁电动势  $E_0$  较小，这时，由于电机磁路处于不饱和状态，励磁电动势  $E_0$  随励磁电流  $I_f$  大体上按直线规律增加；随着励磁电流  $I_f$  的增大，每极磁通量增加，电机磁路逐渐饱和，空载特性曲线也逐渐弯曲，磁路高度饱和时，励磁电动势  $E_0$  基本上不再随励磁电流  $I_f$  增大而保持一个恒值。另外，当同步发电机实际空载时，其空载电压等于励磁电动势，即  $U_0 = E_0$ ，因此在特性曲线中可以用空载电压  $U_0$  来代替  $E_0$ 。

同步发电机的空载试验原理图如图 3-45 所示。图中，M 为驱动电动机，G 为被试同步发电机。需要给同步发电机配置合适的直流励磁电源。电动机 M 可以选用直流电动机，也可选用与被试发电机完全相同的电机，使之运行于电动机状态，两台电机同轴连接，以便随时保持同步转速不变。

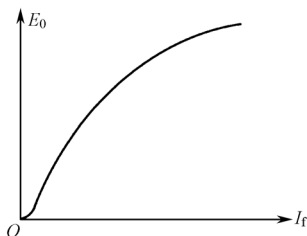


图 3-44 同步发电机空载特性

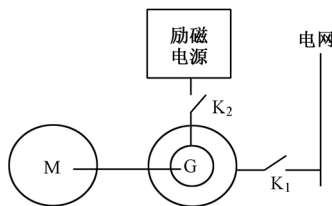


图 3-45 同步发电机空载试验原理图

如果同步电动机 M 本身没有自启动能力，可以采用辅助电动机起动法，即选用容量为被试发电机额定容量 10%~15% 的直流电动机或与同步电动机极数相同的三相感应电动机来起动电动机 M。选用前者时，可采用准同步起动法，在满足同步电动机投入并网条件的情况下，才能将其投入电网运行。选用后者时，首先用辅助电动机将同步电动机 M 拖动到接近同步速，再利用自整步法将电动机 M 投入电网。

测取同步发电机空载特性的试验步骤如下所述。

- ① 将开关  $K_1$  与电网分断，起动电动机 M 至被试发电机的同步转速。
- ② 闭合开关  $K_2$ ，给发电机励磁。调节励磁电流  $I_f$ ，使发电机空载电压  $U_0$  升至 1.2~1.3 倍额定电压，并以此作为第一点，逐渐减小励磁电流直至分断开关  $K_2$ ，其间记录 7~9 组  $(U_0, I_f)$ 。
- ③ 绘制空载特性曲线  $U_0 = f(I_f)$ 。

需要指出的是，励磁电流的调节应是单调下降的，以防止局部磁滞回线对测量结果的影响。

(2) 空载损耗测定：测定同步发电机空载损耗时，可采用如下试验方法。

➤ **空载发电机法：**被试发电机在原动机的驱动下保持同步转速空载运行，其励磁电流由独立的直流电源供给，测取同步发电机不同空载电压下的空载损耗。同步发电机实际空载运行时，其输出功率  $P_{\text{out}} = 0$ ，电枢绕组铜耗  $P_{\text{Cua}} = 0$ 。因此，发电机的空载损耗  $P_0$  就是从轴上输入的机械功率  $P_{\text{in}}$ ，并将全部消耗在铁损耗与风摩损耗上，即  $P_0 = P_{\text{in}} = p_{\text{Fe}} + p_{\text{fw}}$ 。空载试验时，机械功率  $P_{\text{in}}$  可用测功机或转矩仪测量。空载损耗测定的具体试验步骤如下所述。

[1] 起动原动机，在原动机的驱动下，使发电机保持同步转速空载运行。

[2] 待轴承的摩擦损耗稳定后，调节同步发电机的励磁电流，在空载电压  $U_0 = (0.2 \sim 1.25)U_N$  范围内读取测功机或转矩仪测得的空载转矩  $T_0$  和转速  $n$ （或  $\Omega$ ）共计 8~10 组数据，并绘制空载损耗曲线。其中，空载损耗  $P_0 = P_{\text{in}} = T_0 \Omega$ 。

[3] 按与感应发电机基本相同的方法将铁损耗  $p_{\text{Fe}}$  和风摩损耗  $p_{\text{fw}}$  分离。

➤ **空载电动机法：**被试电机在额定频率下作空载电动机运行，其外施电压应为实际可调的对称电压，励磁电流由独立的直流电源供给。试验时，应调节励磁电流使电枢电流为最小。具体试验方法与感应电动机空载损耗测试基本相同。

**2) 永磁同步发电机的空载试验** 永磁同步发电机的主磁场由永磁体建立，永磁发电机一旦制成后，其主磁场难以调节，电励磁同步发电机中需要通过励磁调节才能实现的试验方法已经无法应用。到目前为止，永磁同步发电机测试技术仍然是一个需要深入研究和不断完善的课题。

永磁发电机作空载试验的目的无非有以下 3 点：①检验同步转速时的励磁电动势  $E_0$  与设计值的偏差是否在允许范围内；②测取电机的空载损耗；③通过空载试验了解电机磁路的饱和程度是否与设计值一致。

## 注意

永磁发电机负载后，对气隙磁场每极磁通量造成影响的，除了电枢反应的退磁作用外，随着电机温度的升高，永磁体的退磁曲线将下降（铁氧体、钕铁硼等常用永磁材料具有较大的负的磁感应强度温度系数），使永磁电机的负载工作点下降。以上原因不仅使永磁体磁极所提供的磁通量减少，也使气隙的每极磁通量减少，使电机磁路的饱和程度发生明显改变。显然，励磁电动势  $E_0$  和铁损耗  $p_{\text{Fe}}$  将随之变化。以上情况常常是导致永磁电机空载电流、功率因数（还可能包括效率）等的试验值与设计值偏差较大的重要原因。另外，永磁发电机的铁损耗与风摩损耗分离比较困难，有时也会给对发电机性能的进一步分析带来麻烦。



### 3.4.2 温升试验

#### 1. 温升试验方法

温升是发电机的重要性能指标，它综合反映了发电机的设计、制造水平和所用材料的质量。发电机的温升是通过温升试验确定的。发电机进行温升试验的目的是检验其关键部件（如绕组、铁心、轴承、电刷滑环等）的温升或温度是否符合国家标准的有关规定。温升试验有直接负载法和等效负载法。在试验条件允许的情况下，应优先选用直接负载法；当采用直接负载法有困难或不经济时，允许采用等效负载法。

应该指出的是，考虑温升试验的试验方法和选择试验设备时，应同时考虑温升试验后接下来要进行的工作特性测试，也就是说，所选择的试验设备应既能适应发电机温升试验的要求，又能满足工作特性测试时发电机工作特性曲线测试的需要。

温升试验后，应立即测量电枢绕组的热态电阻，以使用电阻法计算绕组的平均温升。若绕组中埋置了经校准的检温计元件，则检温计测得的最热点温升与用电阻法测得的平均温升相差不应超过 10K。

**1) 温升试验的直接负载法** 风力发电用发电机的温升试验主要采用直接负载法。对于连续定额的发电机，直接负载法就是使发电机在额定电压、额定转速和额定功率（或额定电流）下连续运行，直至发电机的各部分温度达到实际热稳定状态。GB 755 规定，当发电机发热部件的温升在 30min 内的变化不超过 1K 时，即可认为发电机已经达到热稳定状态。

直接负载法又可分为两种试验方法，一种为耗能法；另一种为回馈法。

耗能法的试验原理图如图 3-46 所示。图中，M 为驱动电动机，G 为被试发电机，图 3-46 (a) 用三相对称电阻负载，图 3-46 (b) 则用整流桥把交流电变换成直流电，再消耗在负载电阻  $R_L$  上。这种试验方法是把发电机输出的电能全部消耗在负载电阻上。显然，耗能法是不经济的，只能用于小型发电机的温升试验。

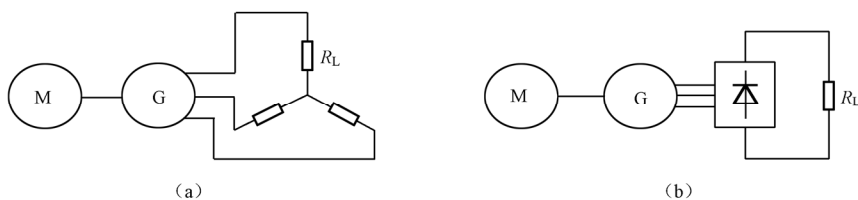


图 3-46 耗能法温升试验

回馈法就是把温升试验时发电机输出的电能回馈给电网，而电网提供的能量仅用于补偿机组产生的各项损耗，因此可以显著节省能源。常用的回馈法有两种，一种是双电源对拖回馈法，另一种为单电源对拖回馈法，如图 3-47 所示，前者主要用于感应发电机的温升试验和工作特性测试，后者则适用于双馈发电机的温升试验和

工作特性测试，对于同步发电机则两种方法都可以应用。

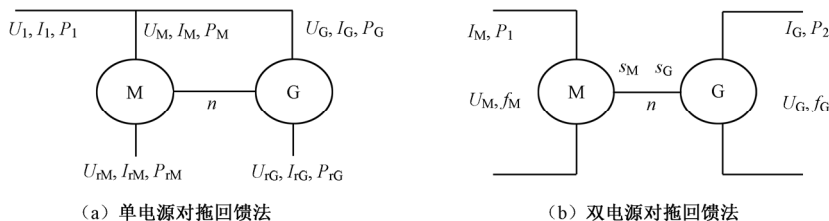


图 3-47 回馈法温升试验

所谓对拖回馈法是指构成试验机组的两台电机的型号完全相同，一台作为被试发电机，另一台则作为驱动电动机，两台电机在机械上直接耦合起来（对拖），发电机发出的电能将回馈回电网。

在图 3-47 (a) 所示的单电源对拖回馈法电路中， $U_1, I_1, P_1$  为试验机组总的电压、电流和功率，其中功率  $P_1$  等于两台电机的总损耗； $U_M, I_M, P_M$  为电动机的电压、电流和功率； $U_G, I_G, P_G$  为发电机的电压、电流和功率，显然  $U_1 = U_M = U_G$ ； $U_{rM}, I_{rM}, P_{rM}$  和  $U_{rG}, I_{rG}, P_{rG}$  分别为电动机和发电机转子边的电压、电流和功率，对于同步发电机，它们是直流的励磁电压、励磁电流和励磁功率；对于双馈发电机，它们是交流的励磁电压、励磁电流和转差功率。由于两台电机机械上直接耦合，因此它们的转速相同。

在图 3-47 (b) 所示的双电源对拖回馈法电路中，两台电机分别接到各自的电源上，一般来说，这两个电源的电压和频率是不同的。虽然两台电机在机械上直接耦合，因而具有相同的转速，但由于电源频率不同，电机的转差率也是不同的。

**2) 温升试验的等效负载法** 由于不具备必要的试验条件或出于经济上考虑不宜采用直接负载法时，可以考虑采用等效负载法来完成温升试验。所谓等效负载法就是采用等效的方法，通过一个或几个试验来模拟电机额定运行工况，从而完成电机的温升试验。

采用等效负载法进行温升试验时，所测得的各部分温升值均应是相应试验的稳定温升值。一般认为，当 1h 内铁心或机壳的温度变化不超过  $0.5^\circ\text{C}$  时，电机就达到了热稳定状态。

一般来说，发电机的类型不同，采用等效负载法作温升试验时的试验方法也不相同。例如，感应电机常采用降低电压负载法，同步电机常采用空载降低电压法等。

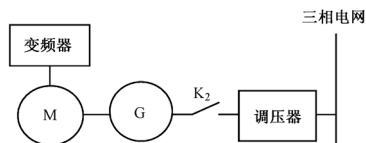


图 3-48 感应发电机温升试验接线原理图

## 2. 感应发电机的温升试验

### 1) 直接负载法 感应发电机温升试验

一般采用图 3-47 (b) 所示的双电源对拖回馈法, 具体电路如图 3-48 所示。图中两台电机的型号完全相同, 两台电机在机械上同轴连接, 一合作驱动电动机, 另一合作感应发电机。感应发电机 G 经调压器直接并网, 调节调压器电压可以调节发电机的励磁电流和输出电压。电动机 M 的转速应能在大于同步转速的一定范围内调节 (可采用变频调速), 调节电动机 M 的转速就可以方便地调节发电机的负载。将图 3-48 与 3.4.1 节的图 3-39 比较, 可以看出两者是完全一致的。也就是说, 利用图 3-39 所示的电路, 可以完成感应发电机包括空载试验、温升试验及工作特性测试在内的主要试验项目。

电机绕组的温度用电阻法测量, 应优先选用双桥带电测温法。如果发电机绕组槽内已埋置了检温计, 则用检温计测量。铁心温度用检温计或温度计测量, 温度计应不少于两支, 取最高值作为铁心温度。轴承温度用检温计测量, 上述所涉及的测温方法请参照 2.6 节。

感应发电机温升试验的试验方法如下所述。

(1) 起动机图 3-48 所示电动机 M, 调节机组转速至发电机的同步转速并保持不变, 按规定步骤将发电机 G 通过调压器并网并空载运行。

(2) 调节电动机 M 转速, 使发电机 G 的输出功率增加至额定功率, 同时用调压器调节发电机的励磁, 使之保持额定电压不变, 直至发电机 G 的各部分温度达到热稳定状态。试验过程中, 每隔 30min 记录一次被试发电机的电压  $U$ 、电流  $I_1$ 、输入功率  $P_1$ 、频率  $f$ 、转速  $n$ , 绕组温度  $\theta_N$ , 以及定子铁心、轴承、风道进/出口冷却介质和周围冷却介质温度  $\theta_a$  等。若采用带电测温法, 还应每隔 30min 及试验结束前测量绕组电阻。

(3) 若以铭牌电流进行温升试验, 应按下式换算到对应于额定功率时的绕组温升。

当  $(I_1 - I_N)/I_N$  在  $\pm 10\%$  范围内时,

$$\Delta\theta_N = \Delta\theta \left( \frac{I_N}{I_1} \right)^2 \left[ 1 + \frac{\Delta\theta \left( \frac{I_N}{I_1} \right)^2 - \Delta\theta}{K_1 + \Delta\theta + \theta_a} \right] \quad (3-23)$$

当  $(I_1 - I_N)/I_N$  在  $\pm 5\%$  范围内时,

$$\Delta\theta_N = \Delta\theta \left( \frac{I_N}{I_1} \right)^2 \quad (3-24)$$

式中,  $I_N$  为额定电流, 即额定功率时的电流, 从工作特性曲线上求得, 单位为 A;  $I_1$  为温升试验时的电流, 取在整个试验过程最后的 1/4 时间内, 按相等时间间隔测得电流的平均值, 单位为 A;  $\Delta\theta$  为对应于试验电流的绕组温升, 单位为 K。

### 注意

对于具有两种定额的双速感应发电机, 应在出现最高温升的定额状态下进行温

升试验。一般情况下,在功率较大、转速较高的定额下运行时将出现最高温升。例如,对于额定功率为 750/220kW、额定电压 690/690V、4/6 变极的感应发电机,一般在 4 极下额定运行时出现最高温升。

**2) 等效负载法** 感应电机温升试验所采用的等效负载法主要有叠加法、正向短路法、叠频法等。这里介绍一种常用的叠加法,即降低电压负载法。采用降低电压负载法做温升试验时,一般令被试电机作电动机运行,并应完成以下试验。

(1) 作额定电压、额定频率下的空载温升试验,测取空载绕组温升  $\theta_0$ 、空载定子铁心温升  $\theta_{Fe0}$  和空载输入功率  $P_0$ 。

(2) 测取在额定频率、0.5 倍额定电压时的空载输入功率  $P_{0r}$ 。

(3) 作 0.5 倍额定电压、额定电流下的工作特性测试,测取定子绕组温升  $\theta_r$  和定子铁心温升  $\theta_{Fer}$ 。

电机额定运行时等效的绕组温升  $\theta_N$  和铁心温升  $\theta_{FeN}$  可用以下两式求出:

$$\theta_N = \alpha \theta_0 + \theta_r \quad (3-25)$$

$$\theta_{FeN} = \alpha \theta_{Fe0} + \theta_{Fer} \quad (3-26)$$

其中,系数  $\alpha = \frac{P_0 - P_{0r}}{P_0}$ 。

### 3. 双馈发电机的温升试验

双馈发电机温升试验一般采用图 3-47 (a) 所示的单电源对拖回馈法。一般情况下,图中两台电机的型号完全相同,两台电机在机械上同轴连接,定子接同一个电源,因此两台电机在相同的额定转速和额定电压下运行。其中一合作驱动电动机,其转子绕组在电刷端直接短路;另一合作双馈发电机,其转子绕组由三相变频器提供交流励磁,通过调节变频器的频率和电流,调节发电机的负载至额定负载,使发电机在额定转速、额定电压、额定功率下连续稳定运行,直至发电机的各部分达到热稳定状态。具体的温升测定方法可参照感应发电机的温升试验。

### 4. 同步发电机的温升试验

同步发电机温升试验时,可以采用图 3-47 (a) 所示的单电源对拖回馈法或图 3-47 (b) 所示的双电源对拖回馈法,也可采用直流电动机作为同步发电机的驱动电动机,这时仍应采用回馈法,使发电机发出的电能回馈回电网,以便节省电能。

**1) 直接负载法** 采用双电源对拖回馈法进行温升试验时,为了使电动机 M 的转速可调,应为其配置变频电源;发电机应通过调压器与电网相连,试验的原理电路如图 3-49 所示。

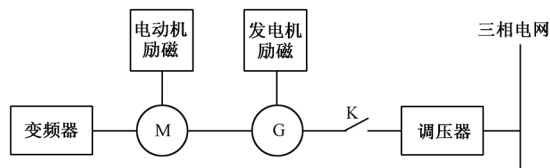


图 3-49 同步发电机温升试验的双电源对拖回馈法

采用直流电动机作为驱动电动机时，只需将图 3-49 中的变频器电源改成直流电源就可以了，这个直流电源可以采用晶闸管整流电源，也可采用电动机—直流发电机组。

同步发电机温升试验的试验方法如下所述。

- (1) 将开关 K 分断，调节电动机励磁电流不大于其额定值。
- (2) 起动电动机 M 至额定转速，调节发电机励磁，使其在额定转速、额定电压下空载运行。
- (3) 采用准确同步法，在满足并网条件的情况下闭合开关 K，使机组并网空载运行。
- (4) 逐渐增加发电机的功率角给机组加载，至发电机满载额定运行。发电机 G 的温度将逐步上升，直至各部分温度达到热稳定状态。
- (5) 试验过程中，每隔 30min 记录一次被试发电机的电压  $U$ 、电流  $I_1$ 、输入功率  $P_1$ 、频率  $f$ 、转速  $n$ 、励磁电流  $I_f$ 、电枢绕组温度  $\theta_N$ 、励磁绕组温度  $\theta_{Nf}$ ，以及定子铁心、轴承、风道进/出口冷却介质和周围冷却介质温度  $\theta_a$  等。若采用带电测温法，还应每隔 30min 及试验结束前测量绕组电阻。
- (6) 根据现场条件，励磁绕组温升可以采用埋置检温计法或电阻法测量，也可采用伏安法测出励磁绕组电阻，再按电阻法原理计算出励磁绕组温升。采用伏安法时，应注意对电刷压降进行修正。

**2) 等效负载法** 同步发电机温升试验所采用的等效负载法主要有叠加法、零功率因数法等。对于变速控制的风力发电机组，所用发电机的功率因数往往很高（等于或接近 1），受励磁绕组发热的限制，零功率因数法等温升试验方法常常不能适用。为此，可以采用以下方法进行温升试验（该方法可称为空载降低电压法），其试验原理图如图 3-50 所示。

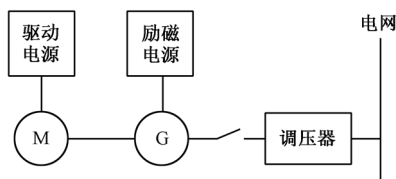


图 3-50 空载降低电压法的试验原理图

空载降低电压法的温升试验方法如下所述。

(1) 由于风力发电用同步发电机一般无自启动能力, 需要设置一台辅助电动机帮助其启动, 辅助电动机的额定功率为同步发电机额定容量的 15%~20%即可。启动辅助电动机, 使被试电机转速接近或达到同步转速; 采用自同步法或准同步法使同步电机并网作调相机运行 (即轴上不带任何机械负载); 调节被试电机的励磁电流, 使其等于额定励磁电流。

(2) 调节调压器, 逐渐降低被试电机的端电压, 使电枢电流逐渐增至额定电流。这时, 电机电枢绕组和励磁绕组的  $I^2R$  损耗均为额定值, 负载杂散损耗也应达到了额定运行时的数值; 由于电机在额定转速下运行, 其风摩损耗也为额定值; 由于电机的端电压低于额定电压, 使铁损耗小于额定运行时的数值, 因而使电枢绕组和铁心的温升降低。显然, 需要对铁损耗进行修正, 以便补偿因端电压降低而引起的温升偏差 (尽管这个偏差不会很大)。为此, 可以追加以下两个试验。

➤ 被试电机的电枢绕组开路, 在辅助电动机驱动下保持额定转速不变, 调节励磁使电枢绕组的开路电压等于上述额定电枢电流时所对应的降低的端电压。测取电枢绕组和铁心的稳定温升

➤ 被试电机的电枢绕组开路, 在辅助电动机驱动下保持额定转速不变, 调节励磁使电枢绕组的开路电压等于额定电压。测取电枢绕组和铁心的稳定温升  
将这两个试验测得的电枢绕组稳定温升之差作为电枢绕组温升偏差的补偿值; 将测得的电枢铁心的稳定温升之差作为电枢铁心温升偏差的补偿值。

对于永磁同步发电机, 采用此法进行温升试验时, 试验步骤 (1) 和步骤 (2) 与电励磁同步发电机基本相同, 对于发电机所产生的各项损耗的分析, 除励磁损耗不存在以外, 其他也基本相同。但是, 为补偿因铁损耗引起的温升偏差而追加的两个试验却无法进行, 因为永磁发电机的主磁场难以调节。

为此, 可根据在频率不变的条件下铁损耗与电压平方成比例的原理, 求出因端电压降低而引起的铁心温升的偏差值, 同时认为电枢绕组温升的偏差值与铁心温升的偏差值相等。这种处理方法已在容量为 15kW 以下的几种小型永磁同步发电机中进行了验证, 与直接负载法的温升试验结果相比, 电枢绕组和铁心温升的偏差不大于 2K。由于条件所限, 上述温升补偿方法还没有在大、中容量永磁同步发电机中进行验证, 因此上述方法仅供参考。

### 3.4.3 损耗与效率的测定

发电机的效率是其线端输出的电功率与轴上输入的机械功率之比, 通常用百分数表示。额定效率是发电机的重要技术指标之一。效率的测定方法主要有两种, 一种是直接测定法, 另一种是间接测定法。无论用什么方法测定效率, 发电机均应处于良好的工作状态, 不应有妨碍正常运行的振动、不正常的噪声及异常发热等。

### 1. 效率的直接测定法

直接测量被试发电机输出的电功率  $P_2$  和输入的机械功率  $P_1$ ，以便确定发电机效率  $\eta$  的方法称为直接测定法。效率的计算公式为

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \times 100\% \quad (3-27)$$

一般来说，电功率测量比较方便，可选择合适的电工仪表直接测量（参照 2.2 节）；而机械功率的测量比较麻烦，需要配置专用的测功设备，常用的有转矩仪和测功机等（参照 2.3 节）。效率测定时，转矩仪的标称转矩应不大于被试发电机额定输入转矩的 3 倍，测功机的功率应不大于被试发电机额定功率的 3 倍。

GB 755 规定，用直接法测定效率时，电机应达到热稳定状态，并将冷却空气温度换算到  $25^\circ\text{C}$ 。为了使被试电机达到热稳定状态，效率测定应在温升试验后立即进行。如果冷却空气温度不是  $25^\circ\text{C}$ ，则应换算到  $25^\circ\text{C}$ 。环境温度的改变将导致电机绕组电阻的变化，使绕组的  $I^2R$  损耗随之变化，对于感应电机，还将引起转差率的变化，这些都将引起电机效率的变化。将冷却空气温度从  $T(^{\circ}\text{C})$  换算到  $25^\circ\text{C}$  时，绕组电阻  $R_{25}$  的换算公式为

$$R_{25} = R \frac{k + \theta + 25}{k + \theta + T} \quad (3-28)$$

式中， $R$  为效率测定后立即测得的绕组电阻， $\Omega$ ，这时的冷却空气温度为  $T(^{\circ}\text{C})$ ； $\theta$  为根据  $R$  计算所得的绕组温升， $\text{K}$ ； $k$  为与绕组材料有关的常数，铜绕组时取 235，铝绕组时取 225。

对于感应电机，在转矩和电机参数不变的情况下，转差率与转子电阻成正比，因此转差率的换算公式具有与绕组电阻换算相同的形式，即

$$s_{25} = s \frac{k + \theta + 25}{k + \theta + T} \quad (3-29)$$

应该指出的是，采用直接法确定电机效率时， $P_1$  和  $P_2$  的测量准确度对效率测试精度的影响极大。因此，除了需要选择经过校准的准确度较高（0.2 及以上级）的测量仪表和测量设备，还应选择合适的测量量程（参照 1.3 节）。

### 2. 效率的间接测定法

通过测量和分析被试电机的损耗来确定效率的方法称为间接测定法。与直接测定法相比，间接测定法具有较高的准确度。GB 755 指出，若无其他规定，电机效率的保证值应理解为用“间接法”测得的效率值。

利用间接法确定发电机效率  $\eta$  的计算公式为

$$\eta = \left( 1 - \frac{\Sigma p}{P_2 + \Sigma p} \right) \times 100\% \quad (3-30)$$

式中,  $P_2$  为发电机的输出功率;  $\Sigma p$  为发电机的总损耗。

众所周知, 发电机的输出功率  $P_2$  是个电功率, 容易测得, 关键在于如何测得总损耗  $\Sigma p$ 。根据测取总损耗  $\Sigma p$  方法的不同, 产生了两种不同的效率间接测定方法, 即所谓总损耗法和损耗分析法, 下面分别作简要介绍。

**1) 效率测定的总损耗法** 进行电机工作特性测试时, 目前普遍采用对拖回馈法 (分为单电源对拖回馈法和双电源对拖回馈法)。采用对拖回馈法进行工作特性测试 (包括温升试验) 时, 发电机所发出的电能将回馈回电网, 电网仅提供试验机组 (包括电动机和发电机) 的总损耗, 因此具有显著的节能效果。

采用单电源对拖回馈法时 (参见图 3-47 (a)), 电网端所消耗的功率  $P_1$  即为试验机组的总损耗, 即

$$P_1 = \Sigma p_M + \Sigma p_G \quad (3-31)$$

如果两台完全相同电机的运行工况基本相同, 可以认为电动机和发电机各自的总损耗相等并分别占试验机组总损耗的 1/2, 即

$$\Sigma p_M = \Sigma p_G = \frac{1}{2} P_1 \quad (3-32)$$

采用双电源对拖回馈法时 (参见图 3-47 (b)), 电动机的输入功率  $P_1$  是一个电功率, 发电机的输出功率  $P_2$  也是一个电功率, 都很容易测量。 $P_1$  和  $P_2$  之差即为试验机组的总损耗, 即

$$P_1 - P_2 = \Sigma p_M + \Sigma p_G \quad (3-33)$$

与单电源对拖回馈法相似, 如果两台完全相同电机的运行工况基本相同, 可以认为电动机和发电机各自的总损耗相等并分别占试验机组总损耗的 1/2, 即

$$\Sigma p_M = \Sigma p_G = \frac{1}{2} (P_1 - P_2) \quad (3-34)$$

效率测定的总损耗法避开了机械功率的测量, 方便了被试电机效率的确定。然而, 由于电功率的测量直接影响到总损耗的测量和效率的确定, 因此电功率测量装置的准确度及其量程选择就显得十分重要了。

一般来说, 感应发电机主要采用双电源对拖回馈法; 双馈发电机主要采用单电源对拖回馈法; 对于同步发电机, 两种对拖回馈法均可应用。

**2) 效率测定的损耗分析法** 发电机效率测定时, 如果不采用对拖回馈法, 或者采用对拖回馈法时电动机和发电机的运行工况相差较大, 在确定被试电机的总损耗  $\Sigma p$  时, 就需要采用损耗分析法。这时, 应测量和分析出被试电机的各项损耗, 以便求得总损耗  $\Sigma p$ , 并最终计算出电机的效率。

用损耗分析法测定效率时, 无论是电机的电枢绕组还是励磁绕组, 其  $I^2 R$  损耗均与绕组的工作温度有关。绕组工作温度可按下述方法之一确定: ①根据电机温升



试验达到热稳定状态时，由热态电阻所确定的工作温度；②对结构设计、电磁设计及加工工艺完全相同的电机，可参照①确定工作温度；③按埋置检温计法测定的绕组温度；④不能按上述方法确定工作时，可假定绕组温度等于表 3-8 所列的基准工作温度。

表 3-8 基准工作温度

| 绝缘等级      | 基准工作温度/℃ |
|-----------|----------|
| 120 (A、E) | 75       |
| 130 (B)   | 95       |
| 155 (F)   | 115      |
| 180 (H)   | 135      |

(1) **感应发电机的损耗分析法：**感应发电机的功率流程如图 3-50 所示。图中， $P_1$  为输入的机械功率； $P_{mec}$  为扣除机械损耗 ( $p_{fw}+p_{ad}$ ) 后的机械功率，这里把杂散损耗  $p_{ad}$  与风摩损耗  $p_{fw}$  一并扣除，是因为在感应电机中，杂散损耗  $p_{ad}$  总是以机械损耗的形式出现；从  $P_{mec}$  中扣除转子绕组铜损耗  $p_{Cur}$  后，其余的机械功率全部转换成电功率，这部分转换功率称为感应发电机的电磁功率，用  $P_{em}$  表示；再从  $P_{em}$  中扣除铁损耗  $p_{Fe}$  和定子铜损耗  $p_{Cus}$  后，其余的就是发电机的输出功率  $P_2$ 。

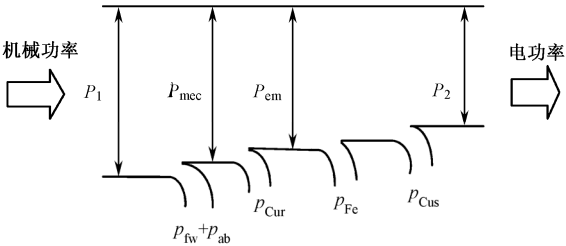


图 3-51 感应发电机的功率流程

根据图 3-51，感应发电机的输入功率  $P_1$ 、输出功率  $P_2$  及总损耗  $\Sigma p$  之间的关系为

$$P_2 = P_1 - \Sigma p \tag{3-35}$$

根据电机学原理，转子铜损耗  $p_{Cur}$ 、电磁功率  $P_{em}$  及转差率  $s$  之间的关系为

$$p_{Cur} = sP_{em} \tag{3-36}$$

根据图 3-51，感应发电机的总损耗  $\Sigma p$  是下列各项损耗之和，即

$$\Sigma p = p_{fw} + p_{ad} + p_{Cur} + p_{Fe} + p_{Cus} \tag{3-37}$$

式中，风摩损耗  $p_{fw}$  和铁损耗  $p_{Fe}$  可以通过空载试验测得；转子铜损耗  $p_{Cur}$  可根据式 (3-36) 求得；定子铜损耗为  $p_{Cus} = mI_s^2R_s$ ，其中， $I_s$  和  $R_s$  分别为定子绕组每相的电流和电阻；根据 GB 755 的规定，电机额定运行时的杂散损耗  $p_{adN}$  可按发电机额定功

率  $P_N$  的 0.5% 确定, 即  $p_{adN}=0.005P_N$ , 当发电机功率不等于额定值时, 应按与负载电流的平方成比例的关系对杂散损耗进行修正, 即

$$p_{ad} = 0.005P_N \times \left( \frac{I_s}{I_{sN}} \right)^2 \quad (3-38)$$

## 注意

当感应发电机用于定桨距恒速恒频风力发电机组时, 发电机运行时的转差率很小, 这时转子边的频率很低, 转子边的铁损耗可以忽略不计, 因此发电机的铁损耗实际上就是定子铁损耗。然而, 当感应发电机用于变速控制的风力发电机组时, 在额定风速以下的低风速区域, 就必须计及因转子频率升高而给发电机铁损耗和效率带来的影响。

(2) **双馈发电机的损耗分析法:** 双馈发电机也是一种感应发电机, 其损耗与效率的测试原理和方法与上述笼型感应发电机的基本相同。

双馈发电机主要应用于变速控制的风力发电机组, 其定子直接与电网连接。因此, 机组稳定运行时, 定子电压和频率受到电网的约束, 并与电网电压和频率相等; 而双馈发电机转子绕组则通过变流器与电网相连, 依靠变流器改变转子边的频率和电流, 来实现发电机的变速控制和功率优化控制。在进行双馈发电机的损耗分析时, 应注意到以下两个不同点。

① 在低于额定风速时, 随着转速的降低, 转子频率逐渐升高, 转子铁损耗大约与频率的 1.5 次方成比例关系增大。因此, 双馈发电机的效率特性测试时, 需要计及转子铁损耗及其对效率特性的影响。

② 由于变流器接于转子绕组和电网之间, 作为双馈发电机变速恒频的交流励磁控制装置工作, 因此, 原则上变流器装置的损耗应作为励磁装置损耗计入发电机的总损耗。

(3) **同步发电机的损耗分析法:** 同步发电机采用损耗分析法确定效率时, 同样需要测量和分析出发电机的各项损耗, 以便确定总损耗。同步发电机的总损耗是下列各项损耗之和, 即

$$\Sigma p = p_{mec} + p_{ad} + p_{Cuf} + p_{Cub} + p_{Fe} + p_{Cus} \quad (3-39)$$

各项损耗的测量和分析方法与感应发电机相似。其中, 有两项损耗需要稍加说明, 励磁绕组的  $I^2R$  损耗一般用  $p_{Cuf}$  表示;  $p_{Cub}$  为电刷电损耗, 包括电刷及连接线的电阻损耗, 以及电刷接触损耗等, 可近似地用通过电刷的电流乘以一固定电压降  $U_b$  来确定, 一般情况下,  $U_b$  与电刷中流过电流的大小无关, 而与电刷的材料有关, 即

- 碳-石墨、石墨和电化石墨电刷  $U_b=2V$
- 金属-石墨电刷  $U_b=0.6V$

对于永磁同步发电机, 由于用永磁磁极取代了电励磁磁极, 没有励磁绕组, 也

就省去了励磁绕组的铜损耗  $p_{\text{Cuf}}$ ；由于没有励磁绕组，也就取消了滑环和电刷，因此电刷电损耗  $p_{\text{Cub}}$  不复存在；另外，由于没有了励磁绕组，永磁发电机省去了励磁控制装置，相应的损耗也就不存在了。其他损耗与电励磁同步发电机相同。

### 3.4.4 工作特性测试

工作特性测试的目的是测取发电机的工作特性。为了保证发电机的电能质量，以及经济、可靠运行，需要通过工作特性测试来检验发电机的工作特性是否满足国家有关标准的规定和用户的要求。不同类型风力发电机组所用发电机的工作特性是不同的，测取这些特性的试验方法也不相同。目前，广泛应用的风力发电机组有恒速恒频控制感应发电机组、变速恒频控制双馈发电机组和变速恒频控制直驱同步发电机组等。下面分别对上述风力发电机组用发电机的工作特性测试作简要介绍。

#### 注意

工作特性测试时，发电机应处于热态，一般应在温升试验后立即进行工作特性测试，因此两个试验的试验电路和所选择的试验设备、仪表等应统筹考虑。如果温升试验后停机时间较长，应使发电机加载升温至接近稳定温升后，再进行工作特性测试。

采用对拖回馈法进行工作特性测试时，如果两台对拖电机的运行工况基本相同，可以假定它们的损耗是平均分担的。

#### 1. 恒速恒频机组用感应发电机的工作特性测定

直接并网运行的感应发电机的频率和电压受电网的约束而保持恒定，其转速只能在很小的范围内随负载变动，可以认为基本上为恒速运行。

感应发电机的工作特性是指在保持额定电压和额定频率的情况下，发电机的定子电流  $I_s$ 、输入功率  $P_1$ 、功率因数  $\cos\varphi$ 、转差率  $s$  及效率  $\eta$  等随输出功率  $P_2$  变化的关系曲线。

感应发电机工作特性测试一般采用图 3-47 (b) 所示的双电源对拖回馈法，具体试验电路如图 3-52 所示。

图 3-52 中，两台电机完全相同，用联轴器直接耦合，一台用做电动机 M，由变频电源供电，另一台为被试发电机 G，通过调压器并入电网运行。

感应发电机工作特性测试的试验方法如下所述。

- (1) 闭合开关  $K_1$ ，调节变频器的频率，使电动机 M 至同步转速并空载运行。
- (2) 调节调压器电压与发电机空载输出电压相等，检查其他并网条件无误后，将发电机并入电网（即闭合开关  $K_2$ ）。
- (3) 提高变频器频率给机组加载，直至 1.25 倍额定功率，以此作为工作特性测试的第一点。逐次降低频率，使发电机负载逐次减小，直至 0.25 倍额定功率，在此

范围内测取 6~8 组数据。试验时负载从大到小逐次减小是为了保持整个试验过程中发电机的温升能够基本上保持不变。

(4) 根据所测数据, 结合空载试验测得的铁损耗和风摩擦损耗, 分析计算出各负载点的总损耗和效率, 最后绘出感应发电机的各条工作特性曲线。典型的工作特性曲线如图 3-53 所示。

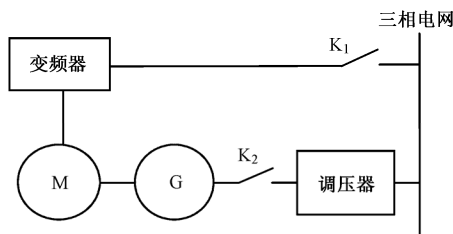


图 3-52 感应发电机工作特性测试电路

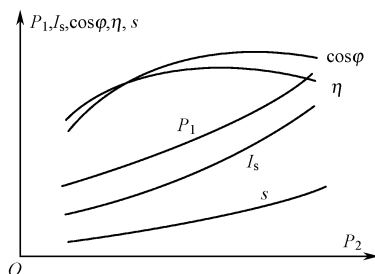


图 3-53 感应发电机工作特性曲线

## 2. 变速恒频机组用双馈感应发电机的工作特性测试

变速恒频控制的双馈风力发电机组是目前并网型风力发电机组的主流机型。为了优化机组的功率特性, 需要在额定风速以下时进行变速控制, 在额定风速以上时变速配合变桨实现机组的恒功率(额定功率)控制。因此, 双馈发电机定/转子的功率、电流、各项损耗及效率等随发电机转速变化的关系就显得十分重要。双馈风力发电机通过在转子绕组和电网之间接入变流器, 对转子的交流励磁进行控制, 从而控制发电机的转差率和转差功率, 来实现风力发电机组的转速控制和功率控制。

国家标准 GB/T 23479.2—2009《风力发电机组 双馈异步发电机 第 2 部分: 试验方法》中规定, 双馈感应发电机的工作特性测试需要完成以下两个试验, 即转子由变流器供电时的工作特性测试和转子三相短路时的工作特性测试。

(1) **转子由变流器供电时的工作特性测试:** 转子由变流器供电时的工作特性是指, 发电机处于热态, 在工作转速范围  $n_{\min} \sim n_{\max}$  内, 保持定子为额定电压、额定频率和功率因数等于 1 的条件下, 双馈发电机的总输出功率  $P_2$ 、定子功率  $P_s$ 、转子有功功率  $P_r$ 、转子无功功率  $Q_r$ 、定子电流  $I_s$ 、转子电流  $I_r$  和效率  $\eta$  等分别随发电机转速  $n$  变化的关系曲线。

试验时, 一般采用双电源对拖回馈法, 如图 3-54 所示。图中, 两台电机的型号完全相同, 两台电机在机械上同轴连接, 其中一台作为驱动电动机, 另一台作为双馈发电机。驱动电动机定子由变频器供电, 其转子绕组在电刷端直接短路; 双馈发电机定子直接并网, 其转子绕组经由变流器与电网连接并为发电机转子提供交流励

磁, 通过调节电机侧变流器的频率和电流来调节发电机的转速和负载。

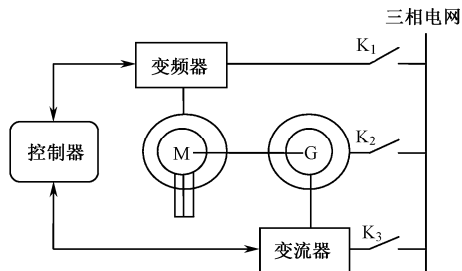


图 3-54 由变频器供电时转子的工作特性测试电路

根据感应发电机原理, 其转速  $n$  和轴上的机械功率  $P_{mec}$  可表示成以下两式:

$$n = (1-s)n_s = \frac{60}{p}(f_1 - f_2) \quad (3-40)$$

$$P_{mec} = (1-s)P_{em} = \left(1 - \frac{f_2}{f_1}\right)P_{em} \quad (3-41)$$

式中,  $p$  为极对数;  $f_1$  为定子频率, Hz;  $f_2$  为转子频率, Hz;  $n_s = \frac{60f_1}{p}$  为同步转速,

r/min;  $s$  为转差率,  $s = \frac{n_s - n}{n_s}$ ;  $P_{em}$  为电磁功率。其中  $f_1$ 、 $f_2$  和  $s$  三者之间的关系为

$$f_2 = sf_1 \quad (3-42)$$

可以看出, 改变转子频率  $f_2$  时, 发电机的转速  $n$  和轴上的机械功率  $P_{mec}$  都将随之变化。当  $0 < s < 1$  时, 发电机的转速  $n < n_s$ , 称为双馈感应发电机的次同步运行; 当  $s = 0$  时, 发电机的转速  $n = n_s$ , 称为双馈感应发电机的同步运行; 当  $s < 0$  时, 发电机的转速  $n > n_s$ , 称为双馈感应发电机的超同步运行。

在保持定子为额定电压、额定频率及功率因数等于 1 的条件下, 从风力发电机组切出风速对应的最大转速  $n_{max}$  下的最大负载, 到机组切入风速对应的最小转速  $n_{min}$  下的最小负载, 顺序给发电机加载。这样加载的目的是为了保持试验时的发电机温度能够基本上保持不变。

在  $n_{max} \sim n_{min}$  之间测量 7~9 个负载点, 根据所测数据, 结合空载试验测得的铁损耗和风磨损耗, 分析计算出各负载点的效率, 最后绘出转子由变流器供电时的各条工作特性曲线。典型的工作特性曲线如图 3-55 所示。

(2) **转子三相短路时的工作特性测试:** 双馈发电机转子三相短路时的工作特性是指, 将发电机转子三相绕组通过电刷短路, 定子外接额定电压、额定频率的三相交流电源, 在发电机工况下, 电机的定子电流  $I_s$ 、输入功率  $P_1$ 、功率因数  $\cos \varphi$ 、转矩  $T_1$ 、转速  $n$ 、效率  $\eta$  等随输出功率  $P_2$  变化的曲线。

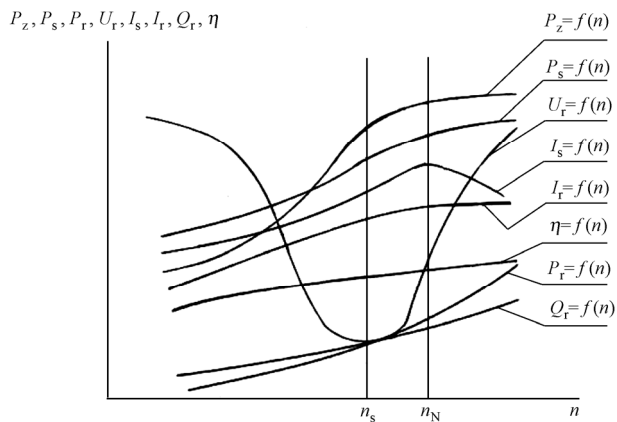


图 3-55 转子由变流器供电时的工作特性

本试验首先将发电机 G 的转子三相绕组短接，然后将定子外接额定电压和额定频率的三相交流电源，并在发电机工况下进行试验。

当发电机 G 的转子三相绕组短路时，不再具有双馈电机的特性，而与单边激励的笼型感应电机没有区别。要想工作在发电机状态，只有在原动机（电动机）的驱动下，使发电机转速超过同步转速，这时发电机的转差率为负值。而且，转差率的绝对值越大，发电机的负载越大；转差率等于 0 时，发电机理想空载运行。

在转子三相短路进行工作特性试验时，驱动电动机 M 可采用转差功率控制，也可采用全功率控制。采用转差功率控制时，只需将图 3-54 中的变流器与转子绕组三

相短路电路交换位置，而电机的位置不动，电动机 M 的定子绕组直接接电网。采用全功率控制时的试验电路如图 3-56 所示，此时电动机 M 应由变频电源供电，以便实现机组的转速调节，这时的试验机组已经变成了双电源对拖回馈法电路了。应该指出的是，转差功率控制时所使用的变流器一般不适合在全功率控制中使用，除非其容量和工作频率

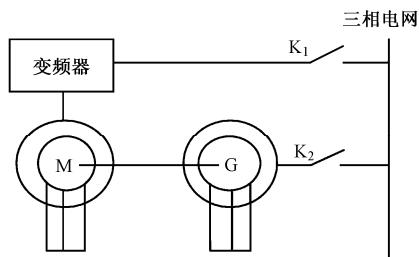


图 3-56 转子三相短路时的工作特性测试电路

率范围均能满足全功率控制时的要求。

试验时，调节变频器，使驱动电动机的转速超过发电机的同步转速，在 25%~125%额定负载之间，从最大负载开始，逐渐降低到最小负载，测取 6~8 个负载点，最后绘出工作特性曲线。

### 3. 变速恒频机组用同步发电机的工作特性测试

变速恒频控制的风力发电机组常采用同步发电机，特别是采用低速永磁同步发电机的直驱式风力发电机组，因其优良的运行性能和可靠性，目前已成为并网型风力发电机组中发展最快的机型。为了优化机组的功率特性，需要在额定风速以下时进行变速控制，在额定风速以上时变速配合变桨距实现机组的恒功率（额定功率）控制。因此，同步发电机的功率、电流、各项损耗及效率等随发电机转速变化的关系就显得十分重要。同步发电机在电枢绕组与电网之间接入变流器，来实现风力发电机组的转速控制和功率优化控制。

与变速控制的双馈发电机一样，应分别考核变速恒频风力发电机组用同步发电机的两种工作特性，才能完整地描述其负载运行时的工作性能。这两种工作特性就是由变流器控制变速运行时的工作特性，以及发电机直接并网时的工作特性。

**1) 变流器控制变速运行时的工作特性** 发电机处于热态，电网保持额定电压、额定频率，在工作转速范围  $n_{\min} \sim n_{\max}$  内及额定励磁的条件下，同步发电机的输出功率  $P_2$ 、无功功率  $Q_2$ 、定子电流  $I_s$ 、功率因数  $\cos\varphi$  及效率  $\eta$  等随发电机转速  $n$  变化的关系曲线。

采用双电源对拖回馈法时的试验电路如图 3-57 所示。当被试电机为永磁同步发电机时，图中两台电机的励磁装置不再需要。

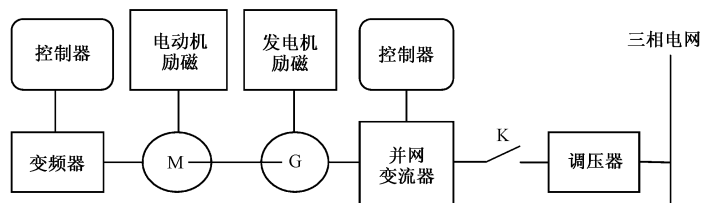


图 3-57 双电源对拖回馈法试验电路

**2) 发电机直接并网时的工作特性** 发电机处于热态，电网保持额定电压、额定频率，在额定励磁的条件下，同步发电机的定子电流  $I_s$ 、功率因数  $\cos\varphi$ 、转矩  $T$ 、转速  $n$ 、效率  $\eta$  等随发电机输出功率  $P_2$  变化的关系曲线。

本试验所用的试验电路如图 3-57 所示，但由于发电机为恒速（同步速）运行，图 3-57 中的发电机侧的变频器不再需要；为了调节发电机的功率角，需要调节电动机的瞬时转速，以便调节发电机的负载，因此电动机侧的变频器还是需要的。

可以看出，如果图 3-57 中的电动机 M 采用直流电动机，同样可以完成上述两个工作特性测定试验。

## 3.5 执行机构测试

风力发电机组中的执行机构主要有偏航系统执行机构、变桨距系统执行机构、制动器和失速型定桨距风力发电机组的叶尖扰流器等。按动力源的不同，执行机构可分为电动执行机构、液压执行机构和气动执行机构 3 种类型，风力发电中采用较多的是前两种。

本节将主要以 SUT—1000 型变速变桨距双馈风力发电机组为例，对风力发电中应用的液压执行机构和电动执行机构的测试原理和测试方法作简要介绍。

### 3.5.1 液压站测试

液压站是液压系统的核心部件，本节首先介绍有关液压站的测试问题。

在风力发电机组中，液压系统的作用是为桨距调节、偏航调节及高速轴刹车等提供动力。液压系统由位于机舱左后方的液压动力站、变距液压缸，装在变速箱高速轴侧的圆盘闸钳，塔顶上部的偏航液压缸，以及管路（无缝钢管、高压胶管、塑料软管）和各种控制用电磁阀等组成。各种控制阀集成在动力站油箱顶部的阀块（油路板）上。

变速变桨距双馈风力发电机组液压系统的技术参数如下所述。

- 液压系统工作压力：14~16MPa
- 最大工作压力：22MPa
- 环境温度：-40~+60℃
- 高速轴钳盘式刹车系统制动行程：1.25mm
- 变桨距速度： $V=0.1\text{ m/s}$
- 变桨距液压缸行程： $S=500\text{ mm}$
- 偏航系统最大工作油压：16 MPa
- 偏航制动盘线速度： $\leq 5\text{m/s}$
- 齿轮泵额定流量： $Q=15.6\text{L/min}$
- 齿轮泵额定压力：18 MPa

变桨距风力发电机组液压系统的原理图如图 3-58 所示。



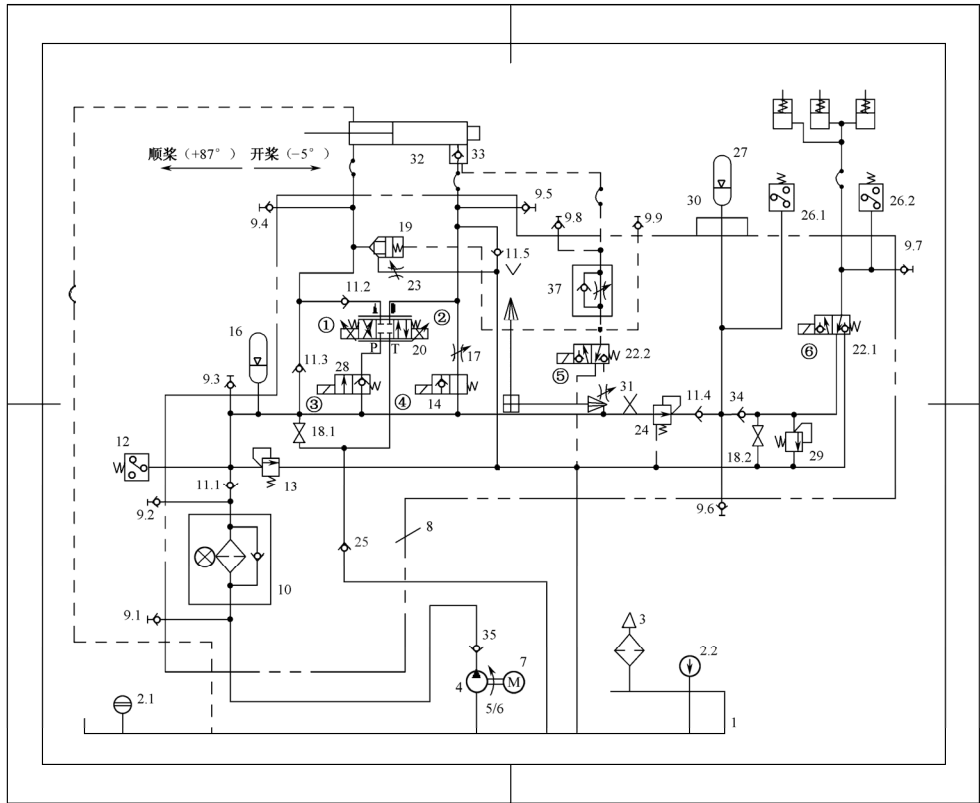


图 3-58 变桨距风力发电机组液压系统的原理图

液压站出厂前，应完成空载试运行试验，其试验总则如下所述。

- (1) 液压泵站清洗组装完毕后，逐台严格按国标进行出厂试验，并提供出厂检验记录。
- (2) 试验介质应符合技术要求，其清洁度（油液污染等级）不得低于 20/17 级（ISO4406）。
- (3) 液压泵站在试验前应在工作压力下运行 2h 空运转，完成排气、循环冲洗等工作。
- (4) 试验油温不得低于 15℃，不得高于 60℃。

液压站空载试运行试验的检验项目、检验要求和检验方法见表 3-9。

表 3-9 检验项目表

| 检 验 项 目 | 标 准 要 求                   | 检 验 方 法 | 检 验 结 果 |
|---------|---------------------------|---------|---------|
| 外观检验    | 油箱表面平整光滑，四角成方形，涂漆或喷塑完整无脱落 | 目测      |         |

续表

| 检 验 项 目 |                                | 标 准 要 求   | 检 验 方 法 | 检 验 结 果 |
|---------|--------------------------------|---|---------|---------|
|         |                                | 管路布局合理、横平竖直、美观大方  | 目测      |         |
| 性能检验    | 主溢流阀调压检验                       | 压力升降平稳、灵敏，压力振摆不超过±0.3MPa。最高设定压力符合技术要求                               | 表测      |         |
|         | 分支压力阀调压检验                      | 压力升降平稳、灵敏，压力振摆不超过±0.3MPa。设定压力符合技术要求                                 | 表测      |         |
| 性能检验    | 液压油泵检验                         | 在工作压力下运行，不能有异常噪声。若为变量泵，则其调节装置应灵活可靠                                  | 目测 + 表测 |         |
|         | 换向检验                           | 操纵各换向阀，要求换向灵敏、可靠，无卡滞现象  | 目测 + 表测 |         |
|         | 保压检验                           | 用泵、蓄能器保压时，在保压时间内，压力稳定，工作可靠；用阀保压时，当动作停止 1min 后计时，10min 内压力下降≤5%×工作压力 | 目测 + 表测 |         |
|         | 节流调速检验                         | 连接执行机构，逐个回路进行，要求调速准确、灵敏、可靠  | 目测 + 表测 |         |
|         | 动作检验                           | 连接执行机构，依据系统原理图，完成相应的动作要求，动作要连续、完整、可靠                                | 目测      |         |
|         | 液位开关检验                         | 油箱液位变动超过规定高度时，应能立即发出信号  | 表测      |         |
|         | 压力开关检验                         | 压力达到开关设定值，应能立即发出信号  | 表测      |         |
|         | 密封检验                           | 在工作压力≤16MPa 时，试验压力取工作压力的 1.5 倍；在工作压力 16~31.5MPa 时，试验压力取工作压力的 1.25 倍 |         |         |
|         | 达到试验压力后，保压 10min，然后降至工作压力，全面检查 | 以所有焊缝、接口和密封处无漏油，管道无永久变形为合格  | 目测 + 表测 |         |
|         | 噪声检验                           | 在工作压力≤7MPa 时，液压泵站噪声不得超过 75dB(A)；在工作压力>7MPa 时，噪声不得超过 90dB(A)         | 表测      |         |

注：系统密封检验时，系统中油缸、伺服阀、比例阀、压力继电器、压力传感器和蓄能器等均不得参加试验。

3.5.2 变桨距机构测试

1. 变桨距机构类型

变桨距机构是关系到风力发电机组安全性的重要机构。目前，大型风力发电机组的变桨距机构主要有两种类型，即电动变桨距机构与液压变桨距机构。

电动变桨距机构是利用伺服电动机作为原动机，伺服电动机可以通过齿轮箱直接控制叶片桨距角的变化，也可以通过齿轮副与叶片相连。每个叶片有一套独立的

电动变桨距机构，其伺服电动机由变桨距控制器控制。电动变桨距机构一般设置在风轮的轮毂中，其结构如图 3-59 所示。

液压伺服变桨距机构是利用液压缸作为原动机，通过曲柄连杆机构驱动叶片旋转。由于液压系统输出力大，变桨距机构可以做得很紧凑。液压变桨距机构也有两种结构，一种是通过轮毂内 3 个液压缸和 3 套曲柄连杆机构分别驱动 3 个叶片，如图 3-60 所示。另一种结构是液压站和液压缸放在机舱内，通过一套曲柄滑杆机构同步推动 3 片桨叶旋转，其结构如图 3-61 所示。

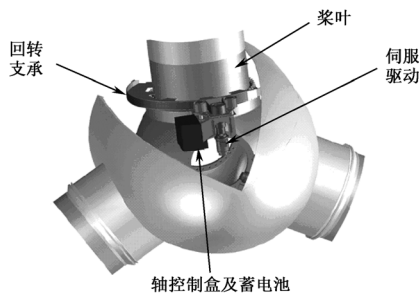


图 3-59 电动变桨距机构



图 3-60 液压变桨距机构（3 个液压缸）

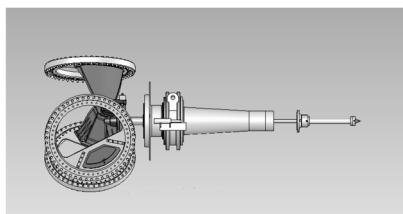


图 3-61 液压变桨距机构（一个液压缸）

## 2. 变桨距机构试验

变桨距机构出厂前，需要完成空载试验和负载试验。下面就液压变桨距和电动变桨距两种方式作简要介绍。

### 1) 空载试验

(1) 液压变桨距机构空载试验。

① 全行程变桨距动作：逐渐调高液压系统压力和流量，手动进行油缸空载全行程往复运动。要求油缸往复运动平稳、无爬行、速度可调、变桨距动作同步；无漏油现象；各传感器输出信号正常、稳定。

② 调桨速度试验：按照正常给定变距量值，测试桨距变化速度。要求速度可调、运动平稳。

③ 调桨机构安全可靠试验：任意位置停止准确、可靠、安全，极限位置重复精度和任意位置漂移量满足设计要求；模拟突然断电情况下变桨驱动油缸应在蓄能器驱动下按实际要求关桨到位。

(2) 电动变桨距机构空载试验。

① 全行程变桨距动作：点动变桨驱动电机，3 台驱动电机应同向、同步；手动

起/停驱动电机，全行程往复运动。要求运动平稳、无爬行、速度可调、变桨距动作同步，各传感器输出信号正常、稳定，驱动电机及减速器噪声、发热正常。

② 调桨速度试验：接通转角传感器，使装置进入自动状态，按照正常给定变距量值，测试桨距变化速度。要求速度可调、运动平稳、同步。

③ 调桨机构安全可靠性试验：任意位置停止准确、可靠、安全，极限位置重复精度和任意位置漂移量满足设计要求；模拟突然断电情况下变桨驱动油缸应在蓄能器驱动下按实际要求关桨到位。

**2) 负载试验** 变桨距机构出厂前的负载试验是指其静态负载试验（简称静载试验），其目的是验证在额定工况下变桨距系统能顺利完成开/关桨的动作。加载的方式有多种，包括悬挂重物加载、液压系统反推加载、伺服电机反拖加载等。不论哪种方式都应按照风力发电机组的载荷工况进行加载。下面以悬挂重物加载方式为例，对变桨距机构负载试验的试验方法作简单介绍。

图 3.62 所示为悬挂重物加载装置的示意图。该装置与桨叶轴承内环连接，其上有 6 个滑轮，开桨时在 1、3、5 滑轮处各挂上一个质量相等的重锤，使其产生的合力矩为额定工况下开桨动作所需的力矩；顺桨时在 2、4、6 滑轮处各挂上一个质量相等的重锤使其产生的合力矩为额定工况下关桨动作所需的力矩。这样就同时在 3 个变桨距轴承内环的桨叶安装孔上施加了相同的重力，使 3 个变桨距轴承内环产生了与开桨力矩或顺桨力矩相反的力矩，用于模拟变桨距机构的负载状态。

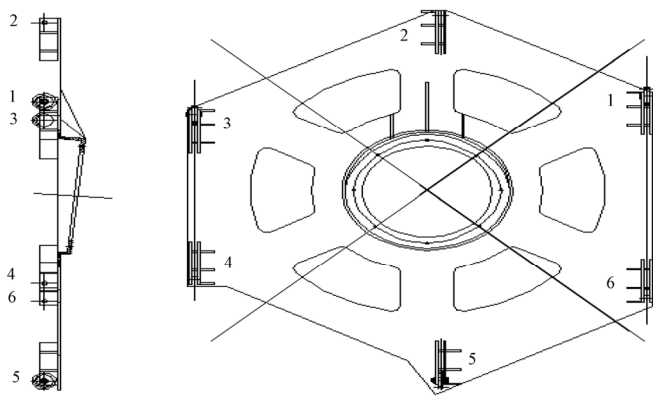


图 3-62 悬挂重物加载

SUT—1000 型 1MW 双馈风力发电机组采用了液压变桨距系统，其负载试验中，在 3 只叶片根部加上额定载荷，测得的两条特性曲线如图 3-63 和图 3-64 所示。

图 3-63 中下面的曲线是紧急关桨时系统所需压力曲线，该曲线是通过理论计算得到的。上面的曲线是紧急关桨时蓄能器所提供的压力曲线，该曲线是通过压力传

传感器测得的。在整个紧急关桨过程中，系统所提供的压力是随着桨距角的增大而减小的，但是系统所提供的压力均大于系统所要求的压力，因此能保证紧急关桨动作的顺利完成。

图 3-64 所示为液压缸推力与桨距角的关系曲线。可以看出，该曲线接近抛物线，液压缸所能提供的最大驱动力为 50kN。

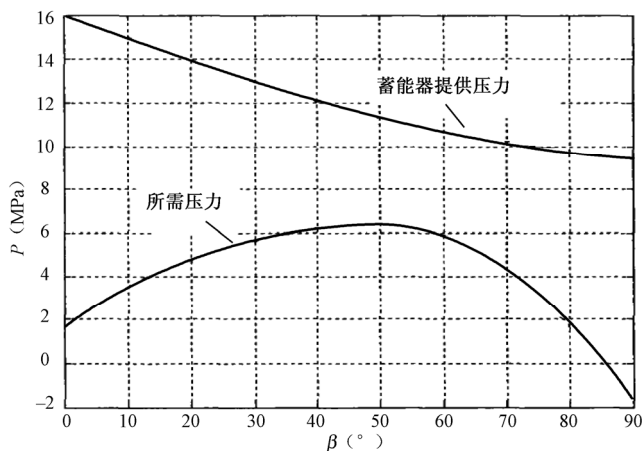


图 3-63 紧急关桨系统所需压力与蓄能器所提供的压力随桨距角 ( $\beta$ ) 变化的关系

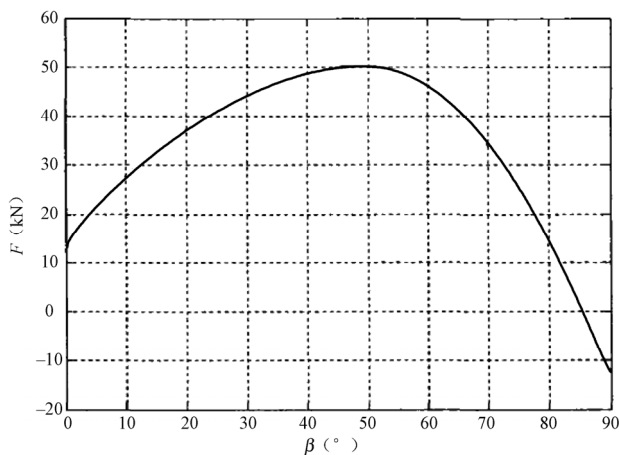


图 3-64 液压缸推力  $F$  与桨距角  $\beta$  的关系

### 3.5.3 偏航机构测试

#### 1. 偏航机构的规格与结构

偏航系统处于塔架与机舱之间的球形 4 点接触回转支承上。偏航驱动用电动机

是一种与弹簧制动器合为一体的制动电动机；减速器为立式 4 级高效齿轮减速器，其端部小齿轮与回转支承的外齿圈啮合，在偏航电动机的驱动下，实现偏航对风。

偏航机构的主要参数如下所述。

- 驱动用电动机 2 台，规格为 3kW，690V，960r/min
- 减速器为直角立式，传动比为 1865
- 偏航速率为  $0.4514^{\circ}/s$
- 偏航精度为  $\pm 5^{\circ}$
- 采用效力持久的 6 台液压偏航制动器，最大工作油压 160 bar

通过风向传感元件可以足够准确地测出实际风向，偏航控制可以使机组获得高的发电量，而且还可以最大程度地减少由于斜风给机组带来的负载影响。本机组带有解缆传感器。当电缆缠绕 2.5 圈，风速在 13m/s 以下时，执行解缆操作。当电缆缠绕多达 4 圈时，能自动刹车并停机。偏航机构的结构如图 3-65 所示。

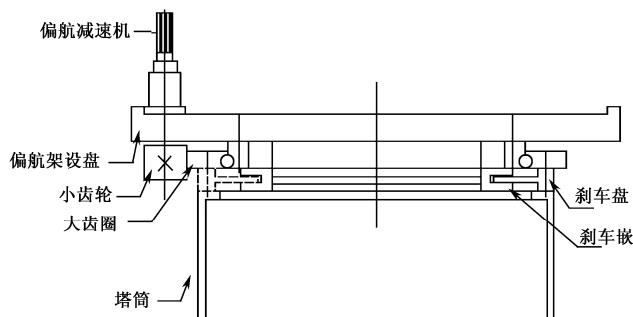


图 3-65 偏航机构

其中，偏航减速机采用了直角型立式行星减速机 2 台，其主要参数如下所述。

- 额定功率：3kW
- 额定输出扭矩：40000N·m
- 最大输出扭矩：65000N·m
- 减速机传动比： $i_1=1865$
- 输入形式：电机接盘 IEC132
- 输出形式：小齿轮， $Z=18$ ， $m=18$
- 电机型号：ABB（上海）QAEJ3-6P132S-3kW（进口制动器）
- 功率：3kW，690V，50Hz
- 转速：960r/min
- 静制动力矩：80/75N·m
- 防护等级：IP55

### ➤ 绝缘等级: B

偏航制动器制动力矩  $79500\text{N}\cdot\text{m}$  (每台) (当盘径为  $D=1690\text{mm}$  时); 数量 6 台; 制动摩擦块 WS—1.2 (盘温  $T\leq 256^{\circ}\text{C}$  时); 最大工作油压 160bar; 制动盘线速度  $\leq 5\text{m/s}$ ; 钳重 (每台): 56kg。

## 2. 偏航机构测试

**1) 偏航机构的外观检验** 偏航机构应安装、连接正确, 表面清洁, 不得有油污、锈蚀和损伤。加工表面不得有飞边、毛刺、砂眼、焊斑、氧化皮等缺陷, 要求焊缝均匀, 不得有裂纹、气泡、夹渣、咬肉等现象。

**2) 偏航系统的动作试验** 首先做系统的空载试验, 在空载试验的基础上进行带负载试验。试验项目如下所述。

(1) 全行程偏航动作: 点动偏航驱动电机, 两台驱动电机应同向、同步; 手动起/停驱动电机, 正、反转各 10 圈。要求运动平稳, 无爬行、振动及异常现象, 速度可调, 各传感器输出信号正常、稳定, 驱动电机及减速器噪声、发热正常。

(2) 偏航速度试验: 接通转角传感器和风向传感器、偏航刹车装置, 使装置进入自动状态, 按照正常给定偏航值, 测试偏航变化速度、偏航角。

(3) 偏航机构安全可靠试验: 任意位置停止准确、可靠、安全, 极限位置重复精度和任意位置漂移量满足设计要求, 对转角传感器解缆信号响应可靠、准确; 通过手动调压对偏航刹车片逐渐加载, 测试偏航系统最大刹车阻力。

### 3.5.4 制动器测试 (高速轴刹车装置试验)

除了气动刹车 (变桨距系统) 以外, 风力发电机组还装有一套弹簧加压、液压松闸的盘式制动器作为停机制动。该盘式制动器的连续动作是通过传感器监控的。盘式制动器位于高速轴, 制动盘直径为  $900\text{mm}$ , 两台刹车钳, 工作压力为  $120\sim 140\text{bar}$ , 刹车盘与摩擦块间的间隙为  $1.25\text{mm}$ , 紧急刹车时的制动时间为  $t=6\text{s}$ 。

高速轴刹车装置需完成以下试验。

(1) 手动起动、停止刹车装置, 刹车片间隙正确、刹车装置动作灵活、协调一致、无阻滞现象。

(2) 各液压管接头无漏油现象。

高速轴刹车装置结构如图 3-66 所示。



图 3-66 高速轴刹车装置

### 3.5.5 失速机构测试

定桨距风力发电机组的运行控制采用失速控制。较为常见的失速控制是采用叶尖扰流器控制，其方法是在叶轮轮毂处装一个液压单元，在每个桨叶端部各装一个液压缸，叶尖扰流器同液压单元相连接，通过连接在液压缸活塞杆和叶尖轴之间的钢丝绳驱动叶尖运动。当风轮转速低于额定转速，发电机输出功率小于额定功率时，液压缸驱动叶尖收回，使叶尖与叶片主体靠拢成一条直线。当风速超速，发电机输出功率超过最大功率限度时，液压系统泄压，叶尖在离心力和弹簧力的作用下弹出，在叶尖轴上的螺旋导槽的作用下，与叶片主体成  $90^\circ$  角，起到空气阻尼的作用，使叶轮转速降低。

定桨距风力发电机组的液压原理图如图 3-67 所示。

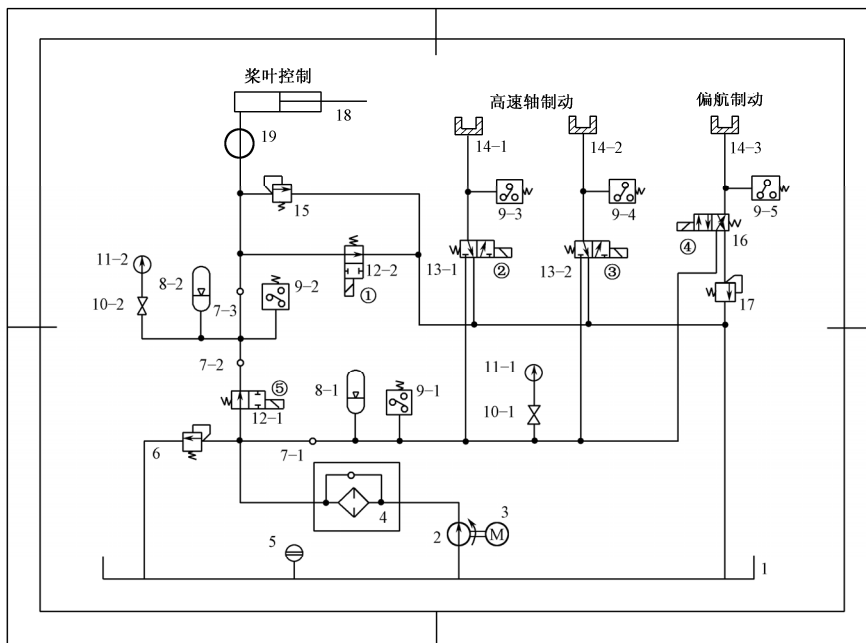


图 3-67 定桨距风力发电机组液压原理图



液压系统的结构和工作原理如下所述。

液压控制系统由液压泵、滤油器、压力继电器、蓄能器等组成,当机组控制电泵接通,油泵工作,为系统提供 4.8MPa 的额定压力,这是一个动态调节过程,油泵的开关由压力继电器控制。待风状态下定向电磁阀动作,确保机舱对风,开机指令下达后,制动电磁阀动作,刹车释放。开顺桨电磁阀动作,风轮自启动过程进入工作状态。液压系统具有伺服操作和安全保护两大功能,机舱对风、主轴刹车、桨叶工作或保护位置的确定等均由液压系统完成。在安全保护方面,液压系统可以提供正常保护、紧急保护和停电保护 3 种保护措施。按顺桨—脱网—刹车的停机程序可以在 5~8s 内安全可靠地实现停机。如果电网停电或故障掉电现象发生,蓄能器可将正常工作压力维持约 30min,能够在发电机脱网的同时进行应急顺桨和刹车,避免飞车现象发生。即使在液压压力消失后,机组仍能依靠弹簧势能,利用机械和风能特点的巧妙配合,确保在 60m/s 以内的大风中机组安全无恙。

失速调节机构如图 3-68 所示。

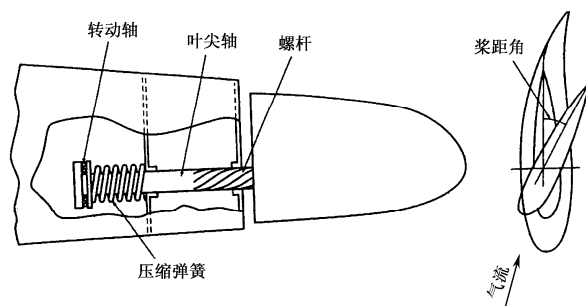


图 3-68 失速调节机构

叶尖扰流器的制动时,需制动力 50kN;制动行程为 5 mm;制动速度为  $V=1\text{mm/s}$ ;压力  $P_{\max}=12.5\text{MPa}$ ;流量  $Q_{\max}=3\text{L/min}$ 。

失速机构必须完成如下测试试验。

1) 全行程失速动作 逐渐调高液压系统压力和流量,手动进行油缸空载全行程往复运动。要求油缸往复运动平稳、无爬行、速度可调,无漏油、阻滞现象。

2) 失速调节速度试验 按照制动力矩值加载,测试失速调节机构的运行速度。要求速度可调、运动平稳,满足设计要求。

## 3.6 变流器测试

### 3.6.1 引言

近年来,变速恒频风力发电机组的应用日益广泛,目前已经成为大型并网型风

力发电机组的主流机型。常用的变速恒频风力发电机组主要有以下几种类型：变速恒频异步风力发电机组、变速恒频同步风力发电机组、变速恒频直驱永磁同步风力发电机组、变速恒频双馈风力发电机组等。为了实现变速恒频控制，它们都需要在发电机与电网之间串接电力电子变流器。前 3 种类型需要在发电机电枢绕组与电网之间串接变流器，由于发电机的全部容量都要通过变流器，因此称为全功率控制型变速恒频风力发电机组；而双馈风力发电机组需要在发电机转子绕组与电网之间串接变流器，由于需要变流器控制的仅仅是发电机的转差功率，因此称为转差功率控制型变速恒频风力发电机组。由于在双馈发电机的工作转速范围内，其转差功率一般不大于额定功率的  $1/3$ ，因此所用变流器的容量也仅为全功率控制时的  $1/3$ ，使所需成本大为降低。

可以看出，为了改善功率特性，提高风电转换效率和电能质量，电力电子变流器对于大型并网型风力发电机组来说，已经是不可或缺的重要部件。

电力电子变流器的功率器件普遍采用绝缘栅双极性晶体管，英文缩写为 IGBT，因此也常简称为 IGBT 变流器，由 IGBT 变流器实现的转差功率控制双馈发电机组和全功率控制的直驱永磁同步发电机组的原理图可参见图 2-31 和图 2-32。这种变流器主电路通常采用所谓“背对背”结构，即由电网侧变流器和电机侧变流器两个三相全控桥式电路及中间的直流环节组成。电机侧变流器与双馈发电机转子绕组相连接，用于实现双馈发电机的变速控制，以及有功功率与无功功率解耦控制；电网侧变流器与三相电网相连接，用于实现变流器直流环节电压控制和网侧功率因数控制；直流环节则是把电机侧变流器和电网侧变流器相互连接起来的直流电路。

图 3-69 所示为双馈风力发电机组主电路的电气原理图。

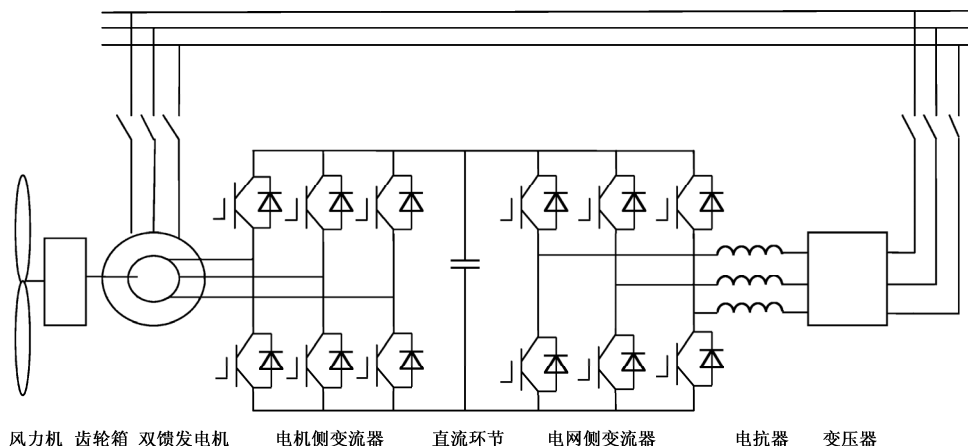


图 3-69 双馈风力发电机组主电路的电气原理图

变流器测试的目的是检验其是否满足变速恒频风力发电机组并网运行的要求。变流

器检验可分为型式检验和出厂检验两种，两种检验时应做的试验项目见表 3-10。

表 3-10 变流器的试验项目

| 序 号 | 试验项目名称     | 型 式 试 验 | 出 厂 试 验 |
|-----|------------|---------|---------|
| 1   | 一般性检查      | √       | √       |
| 2   | 绝缘试验       | √       | √       |
| 3   | 功能试验       | √       | √       |
| 4   | 负载能力试验     | √       | √       |
| 5   | 过载能力试验     | √       | √ *     |
| 6   | 总谐波畸变系数试验  | √       |         |
| 7   | 电网电压适应能力试验 | √       | √ *     |
| 8   | 效率         | √       |         |
| 9   | 温升         | √       | √       |
| 10  | 功率因数调整能力试验 | √       |         |
| 11  | 并网切入电流试验   | √       |         |
| 12  | 保护功能试验     | √       | √       |
| 13  | 电磁兼容试验     | √       |         |
| 14  | 低温         | √       |         |
| 15  | 高温         | √       |         |
| 16  | 耐湿热性能试验    | √       |         |
| 17  | 产品防护等级     | √       |         |
| 18  | 噪声         | √       |         |
| 19  | 通信试验       | √       | √ *     |
| 20  | 其他试验       |         |         |

注：带\*的为选择性试验

试验时，变流器应在规定的空冷或液冷的冷却方式下工作，并应满足规定的试验条件，首先应满足工作环境条件的要求。

我国地域辽阔，各地风电场的气候条件可能存在很大差异。为了适应工作环境温度上的差异，将变流器分为低温型和常温型。低温型变流器工作环境温度为 $-30\sim+45^{\circ}\text{C}$ ；常温型变流器工作环境温度为 $-20\sim+45^{\circ}\text{C}$ 。如果工作环境温度高于 $45^{\circ}\text{C}$ 但不高于 $50^{\circ}\text{C}$ ，则温度每升高 $1^{\circ}\text{C}$ ，额定输出电流就要减小 $1\%$ ，这种情况称为温度降容。为了适应海拔高度变化的影响，变流器有标准型和高原型之分，标准型用于海拔高度不大于 $1000\text{m}$ ；当风电场的海拔高度高于 $1000\text{m}$ 时，应使用高原型变流器，若仍使用标准型设备则应降容使用。

变流器工作环境的空气中应不含有过量的尘埃，不含有酸、碱、腐蚀性及爆炸性微粒和气体。

试验中使用的测量仪器、仪表、传感器均应经计量部门检定合格并在有效期内，

在被测频率范围内均应满足测量精度要求。试验时采用的电气测量仪表的准确度应不低于 0.5 级( $M\Omega$ 表除外), 电流传感器的准确度应不低于 0.2 级, 电量变送器的准确度应不低于 0.5%, 转速表的精确度应不低于 1.0 级, 温度计的误差应不大于 $\pm 1^{\circ}\text{C}$ , 其他测量仪器仪表应符合相关标准的规定。

### 3.6.2 试验平台

变流器试验应在与实际工作等效的电气条件下进行, 一般利用变流器试验平台来完成主要的试验项目。图 3-70 和图 3-71 所示分别为转差功率控制型风力发电机组用变流器试验平台和全功率控制型风力发电机组用变流器试验平台的电气原理图。可以看出, 变流器试验系统由并网变压器、并网控制柜、发电机 G、转矩仪、速度传感器、能够改变转速的拖动电动机 M 及其控制系统、被测变流器, 以及辅助控制上位机等组成。在试验过程中, 由拖动电动机 M 来模拟风力机拖动发电机变速运行, 由转速传感器、转矩仪、电量变送器(或互感器)等检测试验系统的状态信息, 在上位机的辅助控制下完成变流器的一系列试验。

可以看出, 两个系统构成的主要环节是一致的, 二者的主要区别在于: 在图 3-70 中, 被试变流器串接在双馈发电机的转子绕组和电网之间, 用于控制双馈发电机转子的电流和频率, 电枢绕组则通过并网变压器直接并网; 而在图 3-71 中, 被试变流器串接在发电机的电枢绕组和电网之间, 对发电机施行全功率控制。

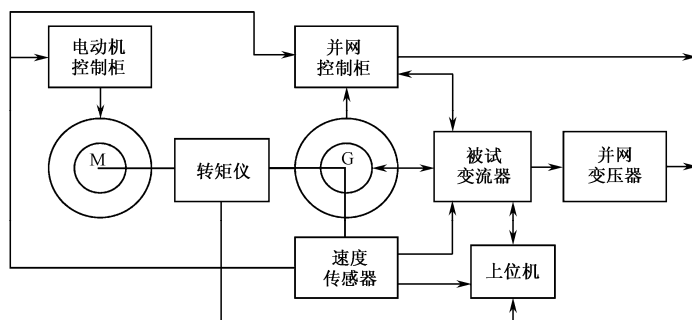


图 3-70 转差功率控制型风力发电机组用变流器试验平台

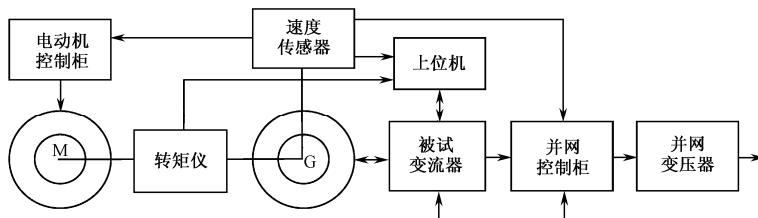


图 3-71 全功率控制型风力发电机组用变流器试验平台

### 3.6.3 试验内容与试验方法

变流器的型式试验和出厂试验的试验项目已在表 3-10 中列出。下面仅就其中的几个主要试验项目及其试验方法作简要介绍。

#### 1. 绝缘试验

1) **绝缘电阻** 在规定的正常试验大气条件下, 变流器各独立电路与外露的可导电部分之间, 以及与各独立电路之间, 用直流  $M\Omega$  表测量其绝缘电阻时, 不应小于  $10M\Omega$ 。试验电压按照表 3-11 的规定进行。

表 3-11 绝缘电阻试验电压等级

| 额定绝缘电压等级 $U_1/V$        | 试验电压/V |
|-------------------------|--------|
| $U_1 \leq 60$           | 250    |
| $60 < U_1 \leq 250$     | 500    |
| $250 < U_1 \leq 1000$   | 1000   |
| $1000 < U_1 \leq 10000$ | 2500   |

2) **介质强度** 在规定的正常试验大气条件下, 变流器应能承受频率为 50Hz、历时 1min 的工频耐压试验而无击穿闪络及元器件损坏现象; 工频交流试验电压值按表 3-12 规定进行选择, 也可以采用直流试验电压, 其值应为规定的工频交流试验电压值的  $\sqrt{2}$  倍; 试验过程中, 任一被试电路施加电压时, 其余电路应等电位互连接地。

表 3-12 介质强度试验电压等级

| 额定电压 $U_1/kV$           | 试验电压/kV    |
|-------------------------|------------|
| $U_1 \leq 0.125$        | 1          |
| $0.125 < U_1 \leq 0.25$ | 1.5        |
| $0.25 < U_1 \leq 0.5$   | 2          |
| $0.5 < U_1 \leq 1.1$    | $1+2U_1$   |
| $1.1 < U_1 \leq 3.6$    | $3U_1$     |
| $3.6 < U_1 \leq 38$     | $4+1.8U_1$ |

#### 2. 功能试验

变流器应具备如下功能。

- (1) 变流器应具备模拟量采集和开关量采集功能;
- (2) 变流器应具备通信功能, 能够实现与机组主控的“四遥”功能;
- (3) 变流器应具备起动、停止和故障告警等功能。

功能试验的目的是为了验证涉及变流器上述功能的电气线路连接是否正确，以及上述功能能否与主电路一起正常运行。功能试验可在轻载下进行。

### 3. 负载能力试验

负载能力试验是为了检验变流器能否控制发电机在规定的负载等级下正常运行，并进行相应数据的测量。

变速运行的风力发电机组（如双馈发电机组和直驱（永磁）同步发电机组等）在额定转速以下运行时，在不同转速（风速）下其发电量是不相同的，变流器需要接受机组主控制器的指令来进行功率调节，在允许的转速范围内和规定的负载等级下，变流器应能可靠控制机组正常工作。

一般可在并网转速、亚同步速、同步速、超同步速、额定转速 5 个转速点下进行试验，并测量电机侧、电网侧和总输出侧相应的电压、电流、功率、功率因数、谐波等数据，在额定转速下其测量精度误差应不大于 $\pm 1\%$ 。

一般情况下，变流器的总谐波畸变率试验和效率测定应与本试验同时完成。

### 4. 过载能力

本试验是检验变流器过电流能力的试验，试验分别在电机侧和电网侧进行。

本试验的试验次数为 3 次，时间间隔不大于 10min，应在 110% 的标称电流容量下进行，时间应不少于 1min。试验后，变流器应能正常工作。

### 5. 总谐波畸变率试验

GB/T 20320—2006 规定，对于带有电力电子变流器的风力发电机组，应规定其在连续运行期间所产生的谐波电流。对于电力电子变流器，通常考核其总谐波畸变率应不大于 5%。

总谐波畸变率 THD 的定义为

$$\text{THD} = \sqrt{\frac{I^2 - I_1^2}{I_1^2}} \quad (3-43)$$

式中， $I_1$  为基波电流有效值； $I$  为总电流有效值。

利用式（3-43）计算时应包含有谐间波。当谐间波存在时，波形不再是周期性的，谐间波所产生的影响可能比谐波产生的影响更为复杂。

如果忽略谐间波的影响，则式（3-43）也可改写为

$$\text{THD} = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^n I_h^2}{I_1^2}} \quad (3-44)$$

式中， $h$  为谐波次数； $I_h$  为  $h$  次谐波分量的有效值。

本试验应与负载能力试验同时完成。对于同步发电机组，需要测试机组输出

端电流总谐波畸变率；对于双馈风力发电机组，除需要测试机组输出端电流总谐波畸变率外，还应测试变流器电网侧电流总谐波畸变率。上述测试结果均应符合 GB/T 20320—2006 第 8.4 中关于谐波的规定。具体测量原理和测量方法，请参照 2.3 节。

## 6. 温升试验

变流器温升试验时，需要测量温升的元器件主要有电缆、铜排、半导体、散热器、感性元器件、电容等，在额定运行条件下，各元器件热稳定后，其温升应在元器件各自规定的范围之内。测温元件可以使用温度计、热电偶、热敏元件、红外测温计或其他有效的方法。试验可参照 GB/T 3859.1 中 6.4.6 的要求进行。

## 7. 功率因数调整能力试验

功率因数的测定，可以轻载条件下进行，记录机组输出端的功率因数，功率因数调节范围应满足产品技术条件的规定。

试验时，分别调整机组功率因数或无功设定值，并测量双馈风力发电机组输出端的总有功功率和总视在功率，依功率因数公式计算出机组总功率因数，或者通过专门的功率因数表直接读取，该数值应与设定值相一致，其调整精度和范围应符合其产品技术条件的规定，或者由供需双方协商确定。

功率因数的计算公式为

$$PF = \frac{\text{有功功率}}{\text{视在功率}} \times 100\% \quad (3-45)$$

## 8. 保护功能试验

变流器应具有以下保护功能，并应逐一进行测试，以便发生相应故障时，能实现可靠保护。

- 过电流保护
- 缺相保护
- 相序错误保护
- 接地故障保护
- 冷却系统故障保护
- 过温保护
- 发电机欠/过速保护
- 过/欠电压保护
- 通信故障告警
- 浪涌过电压保护

## 第4章 风力发电机振动、冲击和噪声测试与故障诊断

### 4.1 概述

虽然本章的题目是“振动、冲击和噪声测试与故障诊断”，但主要侧重于振动、冲击测试与故障诊断。4.2节介绍了噪声测试的有关知识，噪声检测主要用于环境保护监测范畴，但使用噪声信号精确分析风力发电机故障是几乎不可能的。

振动、冲击检测的目的是故障诊断，因此在4.3节中，以更多的篇幅讨论了振动、冲击信息的采集、分析，分析信息与故障的联系，以及如何建立故障原因与故障信息之关联的物理/数学模型的问题，即故障机理诊断问题。

振动、冲击检测信息的初级运用，是根据国际、国家或行业的标准，对机器的振动、冲击加以宏观限制，称为初级诊断或简易诊断。其目的自然是为了保障机器的安全和尽可能延长机器的使用寿命。但是，之所以称为初级诊断或简易诊断，就在于它不能全面地帮助人们了解故障的细节，不能有效地帮助或指导机器的维修，更缺乏对机器故障的预知能力和指导预防故障扩展的调整能力。所以，它的作用主要体现在保障当前的安全方面，而对于帮助机器延寿则成就较少。

振动故障诊断的主要目标在于弥补振动简易诊断之不足。在此领域，众多的科技工作者作了大量的努力。一些资深学者估计说，振动的分析诊断方法也许有上千种！之所以能有这样多的方法百花齐放，除了说明问题的复杂性外，反过来也就说明了没有一种方法能够包医百病，现实需要通过百家争鸣来完善诊断技术。

而在冲击检测方面则可能更加逊色，这可能是因为它起步较晚。早期，冲击检测停留在环境试验领域却步不前，使用领域局限，也就没有必要研究更上一层楼的分析诊断技术来支持它。因为长久以来一谈到冲击，就给人以比振动大几个数量级的感觉，给人以单次的或有限的破坏性试验的感觉，很少有人联想到微小的冲击在故障机器中的存在，以及它们可否成为振动所难识别的故障的新的识别途径。

所以，在20世纪70年代初期由瑞典发展的冲击脉冲技术曾经广为流传，因为它为识别机器轴承故障提供了一条通过冲击而不是振动实现的有效途径。国际、国内的许多学者在研究该技术的实质后，以“共振解调技术”这个名词取代了它，并得到广泛的认同与流传。

就像振动检测技术经历过初级阶段一样，20世纪70年代的检测冲击的共振解调技术也处于初级阶段。那时，主要使用的是共振解调信号的幅值，也推荐了相应的



标准,用于评定简单的工业加工机器和流程工业机器的轴承故障。其致命的缺陷在于,它不能用于解决稍微复杂一点的机器故障诊断问题。例如,齿轮箱既有轴承(而且有转速相差很大的轴承)还有齿轮,由于在机器上检测得到的冲击信号的幅值,如果认为是机器的高速轴承发生的,则可以认为正常,而如果认为是机器的低速轴承发生的,则必须认为有故障,于是其使用范围便仅限于检测简单的、检测点附近没有第2个不同转速轴承的、更没有齿轮和其他冲击源的机器。

对复杂机器实现精确的故障诊断是众望所归,因此激励了众多学者在此领域付出辛劳。较早的是美国的 IFD (Incipient Failure Detection) 技术,其进步的关键在于开始利用共振解调信息的频率特征作定性的诊断,主要目的是确定谁发生了冲击。紧接着便出现了检测微冲击的共振解调技术的繁荣阶段。

一些学者在研究如何在机器上提取冲击信息和实现共振解调的问题。

一些学者在研究如何识别共振解调的频谱特征与故障的联系(在此领域建树较少)。究其原因,在于研究机械故障诊断技术的多数学者原先是机械行业的。它们了解机械,但专业圈限制了他们更广泛的思维方式和活动能力。机械故障诊断科学需要了解诊断对象是无疑的,但它涉及更广的领域:非电量电测技术、信号检测技术、传感器技术、电子技术对于传感器技术的支持、信号变换技术、仪器模拟和数字电子技术、抗干扰技术、信号采集技术、A/D 变换技术、计算机硬件技术、计算机软件技术、硬件的软化技术、软件的硬化技术、诊断理论、诊断理论的软件实现、故障机理分析技术、故障机理与物理/数学建模技术、信息规律的仿真分析技术、故障机理的实验验证技术、可靠性技术、人工智能与人性化工程技术等。

显然,做好故障诊断,必须将它作为系统工程来研究,需要建立技术团队,分工协作地开展研究工作。为此,我国航空工业领域在国内最早建立了专门的故障诊断研究机构。因为所研究的是共性技术,故其技术成就不仅服务于国防,同样也适于民用。

推动技术进步的却不仅是研究院所、大专院校的学术研究,他们在基础理论方面的业绩是值得肯定的。但现代装备故障诊断的需求是能服务于量大面广的工程设备监测诊断的专用检测、诊断装置,它们必须是源于科学家而高于科学家的自动化装置,不能设想一定需要高技术人才方能使用的高技术装置有多强的生命力和为社会服务的能力。

因此,1996年,时任中国设备管理协会会长的徐滨士院士向高金吉院士主持的“中国设备管理协会设备诊断工程委员会”提出了指导思想:**学术化、工程化、产业化、社会化,向设备诊断要效益。**

研究这一指导思想所提出的**学术化**原则,实际上就是要求在理论方面推陈出新。“没有革命的理论,就没有革命的实践”。我们需要不断推出有中国特色的诊断理论,而不仅是宣传他人的、尚不知是否为真理的理论,以及并不能很好地结合中国诊断

工程实际的理论。这可能是检测技术、诊断技术领域赖以发展的根基。

研究这一指导思想所提出的**工程化**原则，实际上是为诊断技术、理论和装置能够生存、发展指出了“用进废退”的自然法则和社会经济法则。如果不为现代工程设备所欢迎，那就是经不起实践的考验，就只能淡出市场，而不管它是如何不受欢迎的——诊断功能不满足基本需求？装置缺乏工程环境下的可靠性？高技术装置对于使用者素质要求苛刻？没有能力解决疑难杂症的技术支持？缺乏人性化的服务能力和逼近现代化的服务？装置过于通用化而缺乏服务于特定领域的个性？为了工程化，诊断装置的设计者必须使出浑身解数，自然不是孤家寡人的学术研究所能成就的。工程化就是要接受实践的检验，工程化就是要满足实践的需求。工程化是检验和完善理论、设计的必由之路，也是检测、诊断这个认识自然的特殊专业的知识源泉。

研究这一指导思想所提出的**产业化**原则，实际上是为“山穷水尽”的众多研究者指出了一条“柳暗花明”的康庄大道。如果没有自主知识产权支持的中国创造的产品，中国的检测技术、诊断技术市场就是他国的。研究者要么携带半成果投入他人怀抱打工，要么改弦更张，另辟蹊径；较好的结局也恐怕只是去推销他国的产品，用自己的劳动弥补其功能不足。还有什么中国的设备诊断工程可言？还有什么产业化可言？专业研究者的困难通常是：经费缺乏，叹无题适研；难题太大，恐骑虎难下；总想卖瓜，却难觅知音。这多半是他们的社会存在方式和经济生活方式的局限性所导致的。只有力排艰难，逼入市场，建设故障诊断企业自己领导的诊断技术团队，才是步入坦途的入门之道。从某种意义上说，企业是属于市场的：经费主要由技术产业化的市场经济支持；面对工程化市场的需求，必然是题目（包括难题）接踵而至；而解决用户所需却是企业的使命，不容畏首畏尾，也不容半途而废，没有所谓宽松的环境可言。于是，反而为研究者开拓了广阔的天地，为中国的诊断技术产业化奠定了发展的基础，创造自主知识产权就在不懈的努力之中，诊断技术的社会化，即真正服务于经济社会，也就顺理成章。

研究这一指导思想，不仅是为了诊断技术的发展，更重要的是为了诊断技术的社会化。只有社会化，才能体现它的价值和服务作用，才能为经济社会所接受而不是淘汰。

借此机会，借议论诊断技术的“四化”为题，概述了我国诊断技术发展，其中也包括风力发电检测、诊断技术发展的若干问题，目的在于为阅读本书的读者提供一点可供参考的思想方法。

理论之所以源于实践却又高于实践，就在于技术的研究者（其中包括使用技术的继续研究者）能够循着正确的、符合自然规律的、辩证的思路去对待这两个环节，从而可以从人们司空见惯的万千现象中提炼自然规律和特殊精髓。而掌握了该精髓，便能胸有成竹地面对类似事物，便能举一反三，实现“由此及彼、由表及里、由浅入深”的诊断科学境界。

正是为了这一目的,在本章的著述中,特别是在4.3节中,仅列举了有限的诊断例子,不多的创新观点,而更多的是说明一种实现该创新的思路和方法;也提交了虽不高深、但却行之有效的研究技术的途径,希望能对读者有所裨益。例如:

- 介绍了广义共振、共振解调理论及其实用技术
- 提出了有关联轴器故障诊断的时变刚度观点和2孤谱技术,以及半啮谱技术
- 提出了电刷滑环故障诊断和维修、设计的观点和技术
- 提出了叶轮、叶片状态检测与故障诊断的若干技术
- 提出了塔架联接螺栓松动、塔筒裂纹故障诊断的广义共振诱发信息的技术
- 提出了塔架的扭振、倾角与倾斜方向角检测的若干技术
- 提出了诊断轴承齿轮故障和匹配设计、维修的技术及定点疲劳理论
- 提出了柔性联轴器时变刚度引发发电机轴承定点疲劳的观点
- 提出了识别轴承杂质与保持架损伤的外孤谱技术
- 提出了创建物理/数学/电子等效模型的仿真研究方法,特别是针对大多数振动检测、分析仪器虽然在火力发电领域的故障就诊断中表现不凡,却在风力发电领域难建功勋的原因,介绍了适于风电转速多变条件的“全数字化转速跟踪采样技术”

希望这些源于我国自有专利或专有技术的报告,能在风力发电振动、冲击检测与故障诊断方面,在推进我国风力发电产业的技术进步和技术创新方面有所作为。也为读者开启一丝思路,为大家今后的创新活动提供某些借鉴。

虽然某些观点似乎超出了检测、诊断技术范畴,涉及维修甚至设计,但这毕竟是事物发展的客观规律和市场需求。监测与诊断是认识自然的特殊专业,这就是说,专业特征赋予它以认识世界的使命。

没有对事物的深刻认识,就没有合理的设计。而人类对于自然事物的认识毕竟还是不够充分,否则就不会在设计出来的产品中留下缺陷。诊断技术能够帮助我们认识这些缺陷导致的故障,建立诊断预案所需的故障机理分析和故障机理诊断,从而追溯出产生故障的原因,如果是源于设计缺陷的、普遍性的因素所致,就有必要在维修和设计中克服它。

## 4.2 风力发电机噪声测试

### 4.2.1 风力发电机噪声产生机理及特征分析

#### 1. 引言

所谓声音,是指受力作用的空气发生的振动,当振动频率在 $20\sim 20000\text{Hz}$ 时,作用于人耳的鼓膜而产生的感觉。风力发电机噪声则是风力发电机产生的为人们生

活和工作所不需要的声音。风力发电能减轻空气污染和水污染，但如果处理不当，则会增加噪声污染。超标的噪声是感觉公害，具有局限性和分散性，会损伤听力，造成噪声性耳聋；干扰睡眠和语言通信；影响人的心理变化，并能诱发多种疾病。

为了保证人们有一个合理的生活、工作环境，各国都制定了法规和标准来限制噪声的污染。对于风力发电行业，欧美国家及我国都制定了风电场或风力发电机噪声限值的标准，来限制风力发电机产生的噪声。为了把噪声控制在标准要求的范围内，首先需对风力发电机的噪声进行测试，然后依据测试得到的噪声发生原因实施治理和控制，以期达到标准要求，并尽量减少噪声污染。

### 2. 风力发电机噪声来源

风力发电机运行过程中，在风及运动部件的激励下，叶片及机组部件产生了较大的噪声。

#### 1) 机械噪声及结构噪声

(1) 齿轮噪声：风力发电机内的齿轮主要有增速箱内的行星齿轮系和平行齿轮系，偏航、变桨齿轮等。啮合的齿轮对或齿轮组，由于互相碰撞和摩擦，激起齿轮体的啮合振动甚至冲击，进而通过固体结构向空气辐射，成为齿轮噪声。

(2) 轴承噪声：风力发电机内的轴承部件用得很多，如发电机两端轴承、主轴轴承、增速箱内的轴承，偏航、变桨、通风等电机轴承。由轴承内相对运动零件之间的摩擦、振动，或者转动部件的不平衡及相对运动零件之间的撞击引起振动辐射产生噪声。

(3) 周期作用力激发的噪声：由转动轴等旋转机械部件产生周期作用力激发的噪声，如电机的冷却风扇、联轴器转子扰动空气产生的噪声。还有非周期作用激发的噪声，如偏航调节时出现的阵发性噪声等。

(4) 电机噪声：不平衡的电磁力使电机产生电磁振动，并通过固体结构辐射电磁振动噪声，如双馈发电机转子励磁系统产生的电磁振动等。

机械噪声和结构噪声是风力发电机组的主要噪声源，并且随着机械和结构部件故障扩展而增大，对人的烦扰度也最大。这部分噪声是能够控制的，其主要途径是避免或减少撞击力、周期力和摩擦力，如提高加工工艺和安装精度，使齿轮和轴承保持良好的润滑条件等。为减小机械部件的振动，可在接近力源的地方切断振动传递的途径，如以弹性联接代替刚性联接；或者采取高阻尼材料吸收机械部件的振动能量，以降低振动噪声。

**2) 空气动力噪声** 空气动力噪声由叶片与空气之间相互作用产生，它的大小与风速有关，随风速增大而增强。处理空气动力噪声的困难在于其声源处在传播媒质中，因而不容易分离出声源区。几乎所有的转动部件的非圆表面与空气的摩擦都会产生噪声。暴露在机器外部的轴系的非圆表面，如柔性联轴器的叠片支架、连杆、

法兰盘的螺钉，在回转时产生的噪声直接向周围辐射。在机器内部的非圆表面与空气、润滑油的摩擦噪声也可通过机器外壳向空气中辐射。

**3) 其他** 加热器、通风机、散热风扇等辅助设备产生的噪声。

### 3. 风力发电机噪声辐射、反射和传播

在研究风力发电机产生的噪声时，通过其噪声来源分析会发现通常碰到两类噪声，它们之间的差别在于产生的性质不同。一是风力发电机各部件内部相互作用，以及部件与基座之间的联接零件引起的振动，通过传动系统等再传递到外壳上，并辐射出噪声。二是风力发电机叶片与空气相互作用，以及风力发电机内部通风的空气运动所产生的噪声。

对于第一类噪声，噪声的形成不仅与振动有关，而且与声源尺寸大小和辐射波长有关。如果波长大于噪声源的尺寸，那么随着辐射体尺寸的增加，辐射的声强也增大。因此在小尺寸风力发电机的情况下，辐射高声频的条件比辐射低声频的条件为佳。如果波长小于风力发电机外壳尺寸，则辐射的声强与频率的关系不大。第二种形式的噪声，主要是引起空气湍流运动，其辐射的声强与频率的关系不密切。

为了进一步研究风力发电机噪声，下面简要叙述声波传播的3个特点。

(1) 声波传播时，可以绕过障碍物，即绕射。

(2) 声波传播时，还可以叠加。当两个相同频率的声源发出的声波，从两个地方传播到某点时，如果在该点的声波强度相等，相位相反，则该处的合成声波为零。

(3) 当声波在大气中以球面波传播时，假设声源是点声源，其强度将随着距离的增加而减少，其声强与距离平方成反比。

在声波可以无反射地自由传播的地方，称为自由声场。在一望无际的广阔原野上，没有障碍物，但地面仍会反射声波，故只能称为半自由声场。对于风力发电机的噪声测试，不是在车间就是在风力发电机安装现场，既不是标准的自由声场也非标准的半自由风声场，噪声测试受发出的噪声和反射的噪声叠加影响，其噪声测试精度有一定误差。

### 4. 风力发电机噪声的频谱

风力发电机噪声的频谱横坐标为声波的频率，纵坐标为反映声波特性的其他参数，如振幅值、相位等，来表示其相互关系。对于噪声信号，有周期的噪声，也有非周期的噪声，对于周期噪声，在谱域中呈现线状谱，对于非周期噪声信号，在频域中呈现连续谱。对于风力发电机，由于其产生噪声的噪声源很多，有线性的噪声源，也有非线性的噪声源，其噪声频谱是线状谱和连续谱的综合。3种典型噪声频谱如图4-1所示。

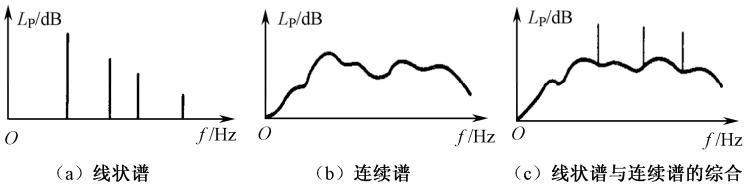


图 4-1 3 种典型噪声频谱

5. 风力发电机噪声的评价

通过频率计权网络测得的声压级称为计权声压级或声级。

风力发电机的噪声用 A 计权网络测得的声压级  $L_A$  表示，其模拟等响曲线为 40phom, dB(A)。另外还有 B 声压级  $L_B$ ，其模拟等响曲线为 70phom, dB(B)；C 声压级  $L_C$ ，其模拟等响曲线为 70phom, dB(C)；D 声压级  $L_D$ ， $L_D$  主要用于航空噪声测试。A、B、C、D 频率计权网络特性曲线如图 4-2 所示。

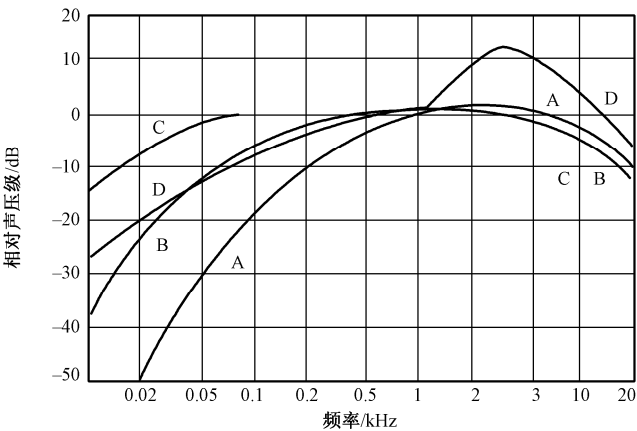


图 4-2 A、B、C、D 频率计权网络特性曲线

对风力发电机噪声评价时，需同时考虑噪声在每个倍频带内的强度和频率两个因素。并以其倍频噪声频谱最高点所靠近的曲线值作为它的噪声评价数 NR。NR 可以通过查 NR 噪声评价曲线得到，NR 噪声评价曲线参见国际标准化组织相关噪声评价标准。声压级  $L_A$  噪声评价数 NR 转换关系为

当  $L_A < 75\text{dB(A)}$  时， $L_A \approx 0.8\text{NR} + 18$

当  $L_A > 75\text{dB(A)}$  时， $L_A \approx \text{NR} + 5$

## 4.2.2 风力发电机噪声及其基本测量方法

### 1. 噪声的物理量度

#### 1) 声功率、声强和声压

- **声功率 ( $W$ ):** 声功率是指单位时间内, 声波通过垂直于传播方向某指定面积的声能量。在噪声监测中, 声功率是指声源在单位时间内发出的总声能, 单位为  $W$ 。
- **声强 ( $I$ ):** 声强是指单位时间内, 声波通过垂直于声波传播方向单位面积的声能量。单位为  $W/m^2$ 。通过点声源影响半径  $r$  的球面的声强  $I_r = \frac{W}{4\pi r^2}$ 。
- **声压 ( $P$ ):** 声波在空气中传播时, 使空气时而变密, 时而变稀, 空气变密的压力增加, 空气变稀时压力降低。引起大气的变化量称为声压, 用  $P$  表示, 单位为  $Pa$ 。声波在空气中传播时形成压缩和稀疏交替变化, 所以压力增值是正负交替的。但通常讲的声压是取均方根值, 称为有效声压, 故实际上总是正值。对于球面波和平面波, 声压与声强的关系为

$$I = P^2 / \rho c \quad (4-1)$$

式中,  $\rho$  为空气密度;  $c$  为声速。

#### 2) 分贝、声功率级、声强级和声压级

- **分贝:** 人们日常生活中听到的声音, 若以声压值表示, 由于变化范围非常大, 可以达 6 个数量级以上, 同时由于人体听觉对声信号强弱刺激反应不是线性的, 而是成对数比例关系。所以采用分贝来表达声学量值。所谓分贝是指两个相同的物理量 (如  $A_1$  和  $A_0$ ) 之比取以 10 为底的对数并乘以 10 (或 20), 分贝符号为 “dB”, 它是无量纲的, 即

$$N = 10 \lg(A_1/A_0) \quad (4-2)$$

式中,  $A_0$  为基准量 (或参考量);  $A_1$  为被量度量。

被量度量与基准量之比取对数, 这个对数值称为被量度量的 “级”。

- **声功率级:** 声功率级可表示为

$$L_w = 10 \lg(W/W_0) \quad (4-3)$$

式中,  $L_w$  为声功率级, dB;  $W$  为声功率,  $W$ ;  $W_0$  为基准声功率,  $10^{-12} W$ 。

- **声强级:** 声强级可表示为

$$L_I = 10 \lg(I/I_0) \quad (4-4)$$

式中,  $L_I$  为声强级, dB;  $I$  为声强,  $W/m^2$ ;  $I_0$  为基准声强,  $10^{-12} W/m^2$ 。

- **声压级:** 声压级可表示为

$$L_P = 20 \lg(P/P_0) \quad (4-5)$$

式中,  $L_p$  为声压级, dB;  $P$  为声压, Pa;  $P_0$  为基准声压,  $2 \times 10^{-5}$  Pa, 该值是对 1000Hz 声音人耳刚能听到的最低声压, 也称为听阈声压。

### 3) 响度和响度级

- **响度 (N):** 响度是人耳判别声音由轻到响的强度等级概念, 它不仅取决于声音的强度 (如声压级), 还与它的频率及波形有关。响度的单位为“宋”, 1 宋的定义为声压级为 40dB, 频率为 1000Hz, 且来自听者正前方的平面波形的强度。如果另一个声音听起来比 1 宋的声音大  $n$  倍, 即该声音的响度为  $n$  宋
- **响度级 ( $L_N$ ):** 响度级是建立在两个声音主观比较基础上的。定义 1000Hz 纯音声压级的分贝值为响度级的数值, 任何其他频率的声音, 当调节 1000Hz 纯音的强度使之与这声音一样响时, 则这 1000Hz 纯音的声压级分贝值就定为这一声音的响度级值。响度级用  $L_N$  表示, 单位是“方”。如果某噪声听起来与声压级为 120dB, 频率为 1000Hz 的纯音一样响, 则该噪声的响度级就是 120 方
- **响度与响度级的关系:** 根据大量的实验得到, 响度级每改变 10 方, 响度加倍或减半。它们的数学关系式为

$$N = 2^{[(L_N - 40)/10]} \text{ 或 } L_N = 40 + 33 \lg N \quad (4-6)$$

**4) 计权网络** 为了能用仪器直接反映人的主观响度感觉的评价量, 有关人员在噪声测量仪器——声级计中设计了一种特殊滤波器, 称为计权网络。通过计权网络测得的声压级, 已不再是客观物理量的声压级, 而称为计权声压级或计权声级, 简称声级。通用的有 A、B、C、D 四种计权声级。

**5) 等效连续声级** A 计权声级能够较好地反映人耳对噪声的强度与频率的主观感觉, 因此对一个连续的稳态噪声, 它是一种较好的评价方法, 但对一个起伏的或不连续的噪声, A 计权声级就显得不合适了。例如, 交通噪声随车流量和种类而变化; 又如, 一台机器工作时其声级是稳定的, 但由于它是间歇地工作, 与另一台声级相同但连续工作的机器对人的影响就不一样。因此提出了一个用噪声能量按时间平均方法来评价噪声对人影响的问题, 即等效连续声级, 符号“ $L_{eq}$ ”。它是用一个相同时间内声能与之相等的连续稳定的 A 声级来表示该段时间内的噪声的大小。例如, 有两台声级为 85dB 的机器, 第 1 台连续工作 8h, 第 2 台间歇工作, 其有效工作时间之和为 4h。显然作用于操作工人的平均能量是前者比后者大一倍, 即大 3dB。因此, 等效连续声级反映在声级不稳定的情况下, 人实际所接受的噪声能量的大小, 它是一个用于表达随时间变化的噪声的等效量, 即

$$L_{eq} = 10 \lg [1/T \int_0^T 10^{0.1 L_A} dt] \quad (4-7)$$

式中,  $L_A$  为某时刻  $t$  的瞬时 A 声级, dB;  $T$  为规定的测量时间, s。



如果数据符合正态分布,则可用下面近似公式计算:

$$\begin{aligned} L_{eq} &\approx L_{50} + d^2 / 60 \\ d &= L_{10} - L_{90} \end{aligned} \quad (4-8)$$

式中,  $L_{10}$ 、 $L_{50}$ 、 $L_{90}$  为累积百分声级,其定义是:

- $L_{10}$ ——测量时间内, 10%的时间超过的噪声级, 相当于噪声的平均峰值
- $L_{50}$ ——测量时间内, 50%的时间超过的噪声级, 相当于噪声的平均值
- $L_{90}$ ——测量时间内, 90%的时间超过的噪声级, 相当于噪声的背景值
- $d$ ——噪声的起伏程度

累积百分声级  $L_{10}$ 、 $L_{50}$  和  $L_{90}$  的计算方法有两种: 一种是在正态概率纸上画出累积分布曲线, 然后从图中求得; 另一种简便方法是将测定的一组数据 (如 100 个), 从小到大排列, 第 10 个数据即为  $L_{90}$ , 第 50 个数据即为  $L_{50}$ , 第 90 个数据即为  $L_{10}$ 。

## 2. 噪声的叠加和相减

**1) 噪声的叠加** 两个以上独立声源作用于某一点, 将产生噪声的叠加。

声能量是可以代数相加的。设两个声源的声功率分别为  $W_1$  和  $W_2$ , 那么总声功率  $W_{总} = W_1 + W_2$ 。而两个声源在某点的声强为  $I_1$  和  $I_2$  时, 叠加后的总声强  $I_{总} = I_1 + I_2$ 。但声压不能直接相加。两个声源作用于某点的声压级与该点总声压级的关系为

$$L_P = 10 \lg [10^{(L_{P1}/10)} + 10^{(L_{P2}/10)}] \quad (4-9)$$

式中,  $L_P$  为总声压级, dB;  $L_{P1}$  为声源 1 的声压级, dB;  $L_{P2}$  为声源 2 的声压级, dB。

如果  $L_{P1} = L_{P2}$ , 即两个声源的声压级相等, 则总声压级为

$$L_P = L_{P1} + 10 \lg 2 \approx L_{P1} + 3(\text{dB}) \quad (4-10)$$

也就是说, 作用于某一点的两个声源声压级相等, 其合成的总声压级比一个声源的声压级增加 3dB。当声压级不相等时, 按式 (4-10) 计算较麻烦。可以利用图 4-3 或表 4-1 查值来计算。方法是: 设  $L_{P1} > L_{P2}$ , 以  $L_{P1} - L_{P2}$  值按表或图查得  $\Delta L_P$ , 则总声压级  $L_{P总} = L_{P1} + \Delta L_P$ 。

表 4-1 分贝和的增值表

| $L_{P1}$ 和 $L_{P2}$ 的级差( $L_{P1} - L_{P2}$ ) | 0   | 1   | 2   | 3   | 4   | 5   | 6   | 7   | 8   | 9   | 10  |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 增值 $\Delta L_P$                              | 3.0 | 2.5 | 2.1 | 1.8 | 1.5 | 1.2 | 1.0 | 0.8 | 0.6 | 0.5 | 0.4 |

**2) 噪声的相减** 噪声测量中经常遇到如何扣除背景噪声问题, 这就是噪声相减问题, 通常是指噪声源的声级比背景噪声高, 但由于后者的存在使测量读数增高, 需要减去背景噪声。方法是: 以  $L_P > L_{P1}$ , 按图 4-4 查得  $\Delta L_P$ , 则  $L_{P2} = L_P - \Delta L_P$ 。

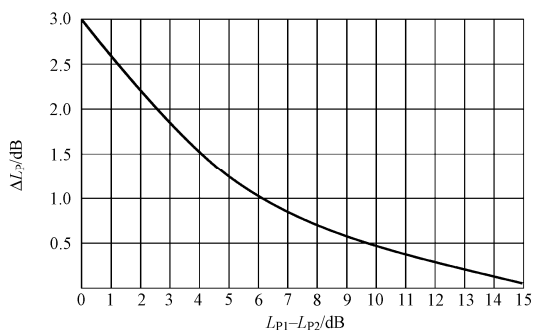
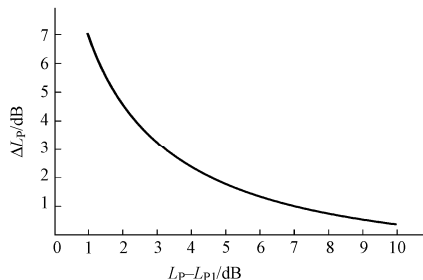


图 4-3 两噪声声源叠加曲线图



4-4 背景噪声修正曲线

### 3. 风力发电机噪声与振动的关系

噪声源自振动的辐射，振动本身还会损伤人体，降低风力发电机的性能。在严重的情况下，由于振动引起了人体内部器官的振动，可能导致疾病和其他生理机能的损坏。同样，大的振动会辐射出大的噪声，产生噪声污染，危害人类健康。

风力发电机噪声波形并不是单一的正弦波形，而是由许多不同频率的波形组成的，因此需要进行频谱分析，其频谱是线性谱与连续谱的综合。一般分析噪声频谱与分析振动相似。噪声可用它的声压级、声强级或声功率级来描述。同样，振动可用它的频率范围、位移、速度或加速度来描述。噪声和振动具有类似的测量方法。在大面积平板振动的情况下，可使速度级、加速度级与声压级的大小一致。但对于风力发电机来说，自身机械结构及噪声受到自身的反射和传播衰减，其噪声的声压级很难与振动量值一致或成比例关系。另外，当频率很低时，如果质点振动速度很大，可使材料应力增大，从而造成风力发电机零件机械性破坏，但声强不一定大。而频率很高时（如大于 1kHz），即使质点振动速度不大，也会导致很大的声强，故有“低频测振，高频测声”之说。

总而言之，噪声与振动有着密切的关系。在作风力发电机的噪声超标或比对测试时，如果发现超标或比上次噪声明显增加，可以说明风力发电机组有可能存在某种故障，可能是故障引起的振动辐射出的大噪声。噪声测试可在前期起到一定故障监测作用。但由于噪声波形在传播过程中受外部条件的作用，波形时刻在发生变化，噪声监测并不能确认故障具体位置，也不能明确是什么故障，量值有多大。因此，若需要对风力发电机进行故障监测，噪声监测与分析技术就不及振动和冲击诊断分析技术。4.3 节将会专题论述振动和冲击的测试方法与故障监测及诊断分析，在这里不再叙述。

### 4. 风电发电机噪声测量仪器

了解噪声测量仪器的基本结构和工作原理，掌握仪器的功能和适用场合，学会

仪器的正确使用方法,并能判别和排除仪器的常见故障,应是噪声测试人员必须具备的最基本技能。噪声测量仪器的测量内容有噪声的强度,主要是声场中的声压,至于声强、声功率的直接测量较麻烦,故较少直接测量;其次是测量噪声的特征,即声压的各种频率组成成分。风力发电机噪声测试常用的声学仪器有等效连续 A 计权声级计、频谱测试仪、声音校准仪、带有底板和防护罩的传声器、自动记录仪、录音机和实时分析仪等。另外,还需要一些辅助的非声学设备,如风速仪、电功率传感器、风向传感器、温度计、气压计、照相机及测量距离用的设备等。

**1) 等效连续 A 计权声级计的工作原理** 声压大小经传声器转换成电压信号,此信号经前置放大器放大后,从显示仪上指示出声压级的分贝数值。图 4-5 所示为指针式的声级计工作方框图,图 4-6 所示为数字式 A 计权声级计。

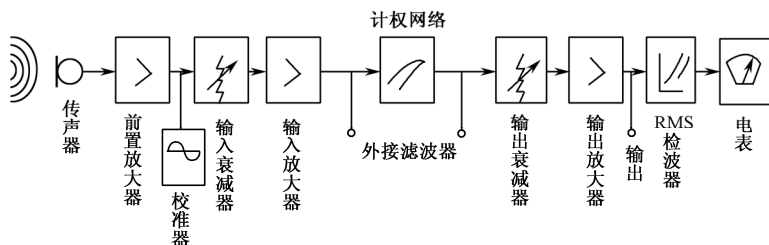


图 4-5 A 计权声级计工作方框图

风力发电机噪声测试等效连续 A 计权声级计应能满足 IEC 60804: 2000 中 1 类声级计的要求,传声器直径应不大于 13mm。

## 2) 其他噪声测量仪器

(1) 频谱测试仪: 频谱测试仪是测量噪声频谱的仪器,它的基本组成大致与声级计相似,只是设置了完整的计权网络(滤波器)。借助于滤波器的作用,可以将声频范围内的频率分成不同的频带进行测量。一般情况下,都采用倍频程划分频带。在风力发电机噪声测试中,GB/T 22516—2008 规定,频谱测试仪使用 1/3 倍频程带频谱测试仪,该仪器除了 1 类声级计要求外,该仪器还至少应有 45~11200Hz 的频率范围,滤波器该满足 GB/T 3241—1998 中 1 级滤波器的要求。如果对噪声要进行更详细的频谱分析,可用 1/3 频程划分频带。在没有专用的频谱分析仪时,也可以把适当的滤波器接在声级计上进行频谱分析。1/3 倍频程带中的等效连续声压级同 50Hz~10kHz 中心频率同步确定。它可能与风力发电机低频噪声辐射测量有关,此时需要宽的频率范围,其频率范围参见 GB/T 22516—2008 附录 A。



图 4-6 数字式 A 计权声级计

(2) 自动记录仪：在现场噪声测量中，为了迅速、准确、详细地分析噪声源的特性，常把声级频谱仪与自动记录仪连用。自动记录仪与声级计或频谱分析仪联合使用时，可以连续测量、记录声级与频谱，并能将噪声随时间的变化情况记录下来。风力发电机噪声测试使用的自动记录仪应满足 IEC60651:1979 中的 1 类仪器的要求。

(3) 录音机：在噪声测量中，用声级计或频谱分析仪往往不能把噪声的全部情况（如瞬时噪声）测试出来。为获得噪声的全部情况，可先用磁带录音机将噪声录制下来，然后在实验室中进行测定和研究。风力发电机噪声测试使用的录音机应满足 IEC60651:1979 中的 1 类仪器的要求。

(4) 实时分析仪：实时分析仪是一种数字式谱线显示仪，能把测量范围内的输入信号在极短时间内同时反应在一系列信号通道显示屏上，通常用于较高要求的研究、测量。风力发电机噪声测试使用的实时分析仪应满足 IEC60651:1979 中的 1 类仪器的要求。

(5) 声音校准仪：完整的声学测量系统包括录音、数据记录或计算系统，能够用传声器上的声学校准仪在测量之前和之后立即进行一次或多次校准。该校准仪应满足 IEC 60942:1997 中 1 类仪器的要求，而且还可用于特定环境中。

### 3) 噪声测试辅助非声学设备

(1) 风速仪：风速仪及其信号处理设备在风速 4~12m/s 范围内最大标定偏差应为  $\pm 0.2\text{m/s}$ 。风速仪应能在测量噪声时同步的时间间隔内测量平均风速。

由于测量中机舱风速仪就地标定，通常的标定方法不适合于机舱风速仪。机舱风速仪的测量由风力发电机组控制系统读取。机舱风速仪不能用于背景噪声测量。

(2) 电功率传感器：包括电流和电压传感器，应满足 IEC60688:1992 中 1 级精度要求。

(3) 风向传感器：风向传感器偏差应在  $\pm 6^\circ$  范围之内。

(4) 其他仪器：要求有一部照相机和测量距离用的设备；测大气温度用的温度计，测量精度为  $\pm 1^\circ$ ；测大气压用的气压计，测量精度为  $\pm 1\text{kPa}$ 。

## 4.2.3 风力发电机噪声检测的标准

风力发电机噪声检测方法标准主要是 GB/T 22516—2008 风力发电机组噪声测量方法，该标准基本等同于 IEC 61400—11:2002。该标准规定了风力发电机组噪声的测量方法、测量仪器、测量和测量程序、数据处理程序和报告内容，适用于所有风力发电机组的噪声测量与比对。

在风力发电机组噪声测量方法中，该标准规定了风力发电机组噪声的测量、分析和记录的方法，说明了仪器配置和标定的要求，以确保声音和非声音测量精确性和一致性，同时也说明了与声音辐射有关的大气条件定义所需的非声音测量。阐述了所有需要测量和记录的参数，以及获得这些参数所需的数据简化方法。

该标准规定的方法可测量单台风力发电机组从6~10m/s整数风速时的视在A计权声功率级、频谱和音值。此外还可以确定指向性。

另外,对于风电场运行噪声测试,可参照的标准是DL/T1084.2008 风电场噪声限值及测量方法。该标准规定了风电场运行时的噪声限值和测量方法,适用于风电场项目规划、设计和运行管理的噪声评价、竣工验收、日常监督的噪声监测。

在该标准中,根据风场所在的不同位置划分了不同的区域,不同区域给出了不同的噪声限值标准。

**1) 0类区域** 指位于城市或乡村的康复疗养区、高级住宅区,以及各级人民政府划定的野生动物保护区(指核心区和缓冲区)等特别需要安静的区域。

**2) 1类区域** 指城市或乡村中以居民住宅、医疗卫生、文化教育、科研设计、行政办公为主等需要保持安静的地区,也包括自然或人文遗迹、野生动物保护区的实验区、非野生动物类型的自然保护区、风景名胜区、宗教活动场所等具有特殊社会福利价值的需要保持安静的区域。

**3) 2类区域** 指城市或乡村中以商业物流、集市贸易为主,或者工业、商业、居住混杂,需要维护住宅安静的区域。

**4) 3类区域** 指城市或乡村中的工业、仓储集中区等,需要防止工业噪声对周围环境产生严重影响区域。

**5) 4类区域** 指交通干线两侧的区域、远离居民区的空旷区域、戈壁滩等对噪声不敏感的区域。

该标准规定了不同区域类别的噪声应不超过表4-2的限值。该标准的噪声测试方法与GB/T 22516—2008 风力发电机组噪声测量方法大同小异,只是在仪器要求上没有那么严格,具体参见DL/T 1084.2008 风电场噪声限值及测量方法中测量方法部分。

表 4-2 风电场噪声限值

| 声环境功能区  | 噪声限值/dB |     |
|---------|---------|-----|
|         | 昼 间     | 夜 间 |
| 0类区域    | 50      | 40  |
| 1类区域    | 55      | 45  |
| 2类区域    | 60      | 50  |
| 3类、4类区域 | 65      | 55  |
| 其他区域    | 65      | 65  |

注1:夜间噪声排放最大声级不准超过本表中相应区域限值15dB。

注2:当风电场周围有噪声敏感建筑物或规划为噪声敏感建筑物用地时,风电场噪声限值按2类功能区要求。

注3:本限值适于有噪声敏感建筑物或规划为噪声敏感建筑物用地的风电场。

注4:一般情况下,昼间指6:00至22:00之间的时段;夜间指22:00至次日6:00之间的时段。当地人民政府另有规定的按当地人民政府划定的时段执行。

#### 4.2.4 风力发电机组噪声测试方案的设计

依据 GB/T 22516—2008 风力发电机组噪声测量方法和 DL/T 1084.2008 风电场噪声限值及测量方法试验的技术要求和指标, 针对我国目前引进的和国产化的风力发电机组, 以及我国风电场气候特征、地形地貌和风场管理模式等特殊环境要求, 选用满足标准要求的噪声测试系统, 进行风力发电机组噪声测试方案的设计。

一个完整的风力发电机噪声测试方案设计可参照 GB/T 22516—2008 风力发电机组噪声测量方法进行设计, 下文简要介绍测试方案包括的内容。

**1) 试验场地** 包括风力发电机组场地及其附近和测量位置的下列自然环境资料。

- 场地详细情况, 包括场地位置、场地地图和其他相关资料
- 周围地带 (最近 1km) 的地形 (崎岖的、平坦的、悬崖、山等)
- 地表特征 (如草地、砂地、树木、灌木丛、水面)
- 附近反射物体, 如建筑物或其他物体、山崖、树木、水面
- 附近可能影响背景噪声级的其他声源, 如其他风电发电机组、公路、工业区、机场等
- 两张照片, 一张从基准传声器沿风力发电机组方向, 另一张从测风杆朝向风力发电机方向

**2) 被测风力发电机组** 在测试方案中, 需要明确是测整个风场级噪声还是测单台风力发电机组噪声, 风力机组的制造厂家、型号、编写和主要技术参数。

**3) 测试仪器** 在测试方案中, 要求根据试验场地并能满足 GB/T 22516—2008 风力发电机组噪声测量方法有仪器要求选择测试仪器。在方案中, 要求有仪器的制造厂商; 仪器名称和型号; 编号; 其他相关资料 (如最近标定日期); 测量时风速仪的位置和高度; 次级防风罩 (如果有) 的影响。

#### 4) 测试仪器位置

(1) 声音测量位置: 传声器放在 1 个基准位置和 3 个可选位置进行测量, 这 4 个位置应围绕风力发电机组塔架垂直中心分布, 如图 4-7 所示。定义下风向测量位置为基准位置。在测量时, 各位置相对于风向的偏差应在  $\pm 15^\circ$  以内, 以风力发电机组塔架垂直中心到各传声器位置的水平距离为  $R_0$ , 允许偏差为 20%, 测量精度  $\pm 2\%$ 。

水平轴风力发电机组基准距离  $R_0$  计算公式为

$$R_0 = H + \frac{D}{2} \quad (4-11)$$

垂直轴风力发电机组基准距离  $R_0$  计算公式为

$$R_0 = H + D \quad (4-12)$$

式中,  $H$  为从地面到风轮赤道平面的垂直距离, m;  $D$  为风轮赤道直径, m。

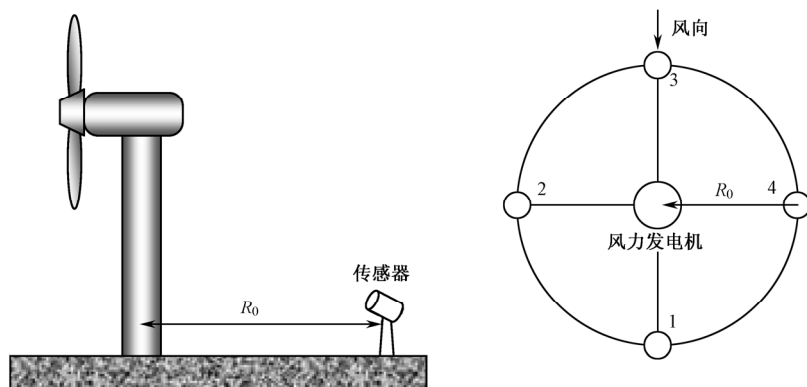


图 4-7 传感器安装测量位置示意图

(2) 风速风向的测量位置：检测用的风速仪和风向传感器应安装在风力发电机组的上风向，高度在 10m 到风轮中心之间。风向传感器应放在距风轮中心  $2D \sim 4D$  距离之间。安装角度  $\beta$  计算公式为

$$\beta = \frac{z - z_{\text{ref}}}{H - z_{\text{ref}}} (\beta_{\text{max}} - \beta_{\text{min}}) + \beta_{\text{min}} \quad (4-13)$$

式中， $z$  为风速仪高度，m； $z_{\text{ref}}$  为基准高度， $z_{\text{ref}} = 10\text{m}$ ； $H$  为风力发电机组风轮中心或赤道平面的高度，m； $\beta_{\text{max}}$  为  $\beta$  角最大值， $\beta_{\text{max}} = 90^\circ$ ； $\beta_{\text{min}}$  为  $\beta$  角最小值， $\beta_{\text{min}} = 30^\circ$ 。

**5) 测试方法** 测试方案依据 GB/T 22516—2008 风力发电机组噪声测量方法测试标准制定，在此不再赘述。

## 4.3 风力发电机振动、冲击测试

### 4.3.1 振动、冲击、广义共振与共振解调

#### 1. 振动与冲击的联系与区别

许多文献对振动作了多种多样的描述。在此仅针对风力发电机振动冲击检测所要讨论的内容，明确一些命题，以便作为讨论的统一基础。有的无需证明，有的将在后文中证明。

(1) 振动：是指物体相对于其当前平衡位置的交变运动。也许当前平衡位置正在慢速变化着，将其相对于该平衡位置的、变化更快的往复运动叫做振动。振动，是指交变运动，单向运动则是平动。

(2) 相对振动和绝对振动：相对振动是指物体相对其参照点的交变运动，如图 4-8 所示。将包括参照点的振动在内的物体总振动称为绝对振动。但所谓绝对振动也存在相对性，图 4-11 中的“总的运动”虽然局部定义为绝对振动，但它也是相对

地球而言的。在风力发电领域，将所有相对地球的振动和运动简称为绝对振动和绝对运动。

## 说明

由于本章中涉及仿真的图是由专用仿真软件绘制的，图中的符号并不完全符合标准规范。为了保持与软件显示一致，本章未对其进行规范处理，特此声明！

在风力发电机上，有时需要讨论绝对振动，有时需要讨论相对振动。例如，机器机匣的振动、塔架和底座的振动通常是指绝对振动和运动。而柔性轴的振动，则通常是指它相对底座的或相对机器的振动。

(3) 振动常指柔和的、连续的、变化速度较慢的交变运动。而冲击则是指突变的、阶跃式的，或者变化特别快而短暂的运动。冲击可以是非常短暂的瞬时振动。如图 4-9 所示，“(4) 冲击”是方波，该方波的前、后跳变沿是不连续的、突变的。

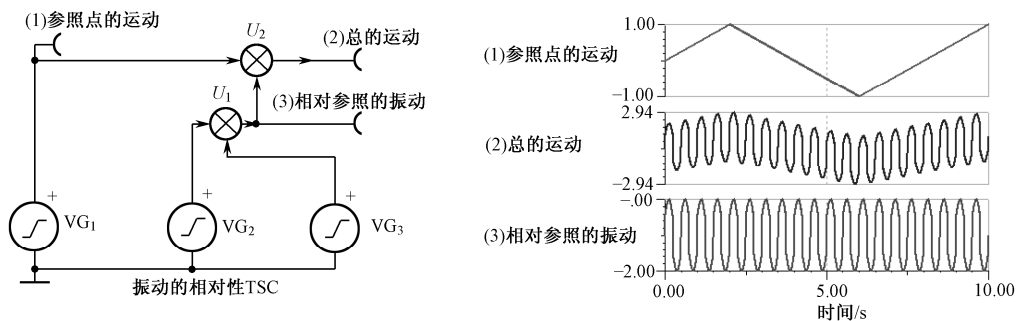


图 4-8 相对振动和绝对振动

冲击和振动时常是同时发生的，如图 4-9 中的总的运动和相对参照的振动都含有冲击。当振动的运动突然受到阻碍时往往发生冲击。

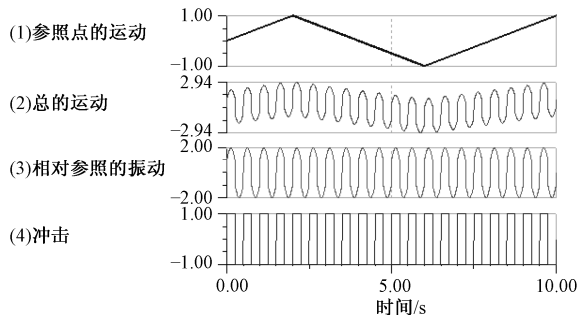


图 4-9 冲击



## 2. 振动与共振

物体均有其自身固有的不以人的意志为转移的规律。机械或其组合结构的固有规律之一是具有其“固有频率”，其特征是，当外部作用于它的振动的频率等于它的固有频率时，就发生比外部作用的振动更大的振动（响应），这就是物体的共振。

外部作用于机械的振动，是通过力传递的。

不仅同频率的振动能够激起机械的共振，而且冲击也能激发机械的共振，称为广义共振。其共同点是，共振与广义共振的频率是相同的，如图 4-10 所示。

## 3. 冲击与广义共振

孤立的冲击能够激发物体的广义共振，如图 4-13 所示。周而复始的冲击则能激发对应每一次冲击的广义共振。冲击的频率（如图 4-11 所示，为 5Hz）与所激发的广义共振的频率（等于共振的频率）不同（如图 4-14 所示，为 50Hz）。

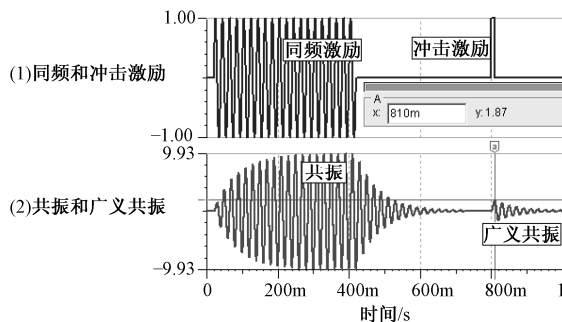


图 4-10 共振

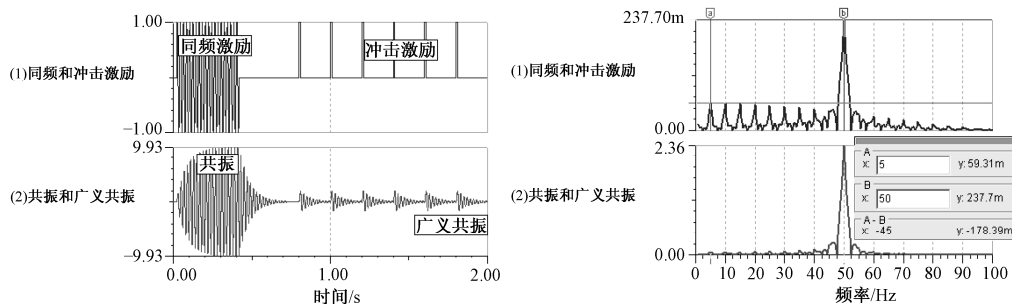


图 4-11 冲击与广义共振

由于任何谐振体遇到冲击都会发生广义共振，所以机器内部的冲击几乎不能在机器外表面检测出来，因为机器将以自有的广义共振，把冲击变换为等于其共振频率的自由衰减振动。但冲击引起被冲击机器刚体的质点运动，将以纵波的方式，把冲击波辐射到冲击刚体的表面，然后反射、折射。部分能量则转换为机器整体的或

(和)表面的广义共振。与机器刚体紧密结合的等密度的刚体可以将冲击纵波导出并继续远传。

### 4. 冲击与共振解调

冲击是短暂的,图 4-12 所示的冲击宽度为  $25\mu\text{s}$ ,它所激发的广义共振的持续时间却远大于冲击的时间,对广义共振进行绝对值检波和平滑滤波得到共振解调波的持续时间也同样远大于冲击的时间;广义共振的幅值大于冲击的幅值,特别是广义共振、共振解调的绝对平均值更大于冲击的绝对平均值。这就为用共振解调实现冲击的提取创造了有利条件。

广义共振的能量包括实能量和虚能量。赖以支持广义共振放大现象的因素主要是其中的虚能量,它不能用于做功,但能支持可供检测的物理现象,如图 4-13 所示。

无源的广义共振不同于有源的广义共振。无源广义共振的主要支持能量是虚能量;有源广义共振与其说是共振,不如说是选频放大器,它的能源来自于电源。

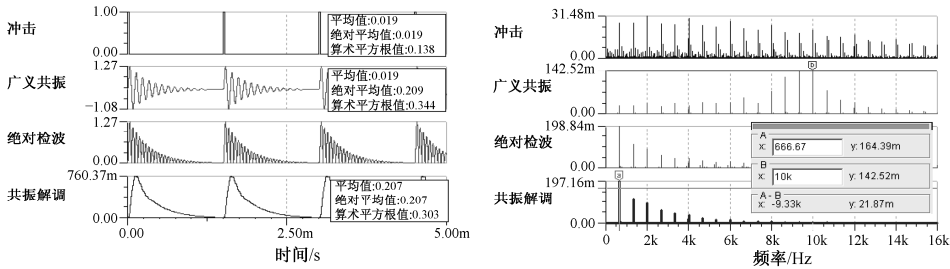


图 4-12 冲击与共振解调

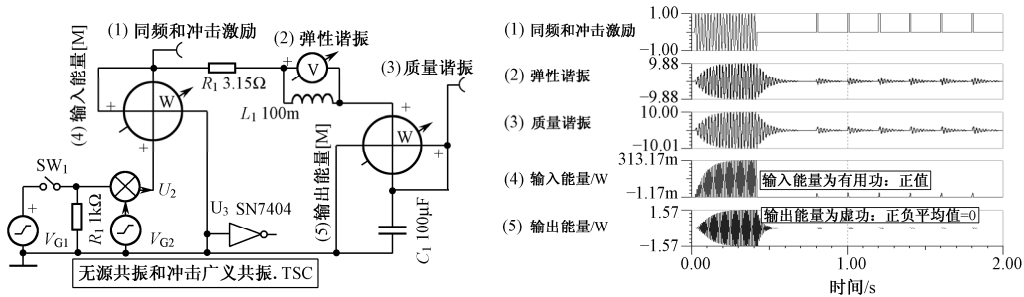


图 4-13 广义共振

### 4.3.2 超宽频绝对振动、冲击与低频相对振动受感技术

#### 1. 需求分析

风力发电机振动的特征之一是传动链的传动比很大(约为 100),而转速最高的

发电机端的最高转速一般不超过 1800r/min, 发电运行的最低转速不低于 900r/min, 这就决定了高转速部件经常使用的转速频率范围约为 15~30Hz, 而低转速部件(如叶轮)的转速频率范围则为 0.15~0.3Hz。对于高速部件的振动需要检测到转频的 6 阶, 则最高检测频率达到 180Hz; 由于机器的齿轮啮合振动频率至少达到高速转的转速频率与高速齿轮齿数的乘积, 如齿数为 30, 则啮合频率达到  $180 \times 29 = 5220\text{Hz}$ ; 轴承运转振动的频率也能达到约 10 倍转速频率; 于是, 振动检测的高频范围便扩展到约 5000Hz。而对于最低转速部件的振动, 也需要检测到其转速频率的 1 阶, 则最低检测频率需要达到 0.15Hz。上述频率范围的振动称为“常规振动”。

风力发电机振动检测通常检测绝对振动, 只有少数部件需要检测相对振动。

所谓绝对振动, 是指以地球为参照的振动; 通常采用惯性传感器(如压电加速度传感器、惯性摆式电容传感器等)实现检测。主要用于在不旋转的部件上检测旋转部件的各种因素(如不平衡、不对中、共振、安装基础松弛、齿轮啮合不良等)所引起的振动。

所谓相对振动, 是指以风力发电机的某一个部件(如底座)为参照, 检测另一个部件(如柔性联轴器的轴)相对于参照部件的振动, 通常采用相对位移传感器实现检测, 如电涡流式位移振幅传感器、相对电容式传感器等。主要用于以不旋转的部件为参照检测旋转部件(被测体)的暴露轴系因各种因素导致的相对振动特征(如轴的某一截面的轴心相对振动幅度、轴心运动轨迹, 以及两个截面的相对振动相位等)。

从振动检测发展起来的、基于共振解调技术的冲击检测, 则要求绝对振动传感器的检测频率范围能够覆盖到远高于上述振动检测所要求的范围, 其目的是能够敏感机械冲击的高频频谱分量, 以便激励一个为了检测冲击而设置的高频谐振器发生谐振, 即“共振”, 而又能便于把这些冲击的高频分量所激发的“共振”信号, 与前述的常规振动通过性能要求不苛刻的滤波器加以区分。于是, 对于绝对振动传感器的频率范围要求, 就从常规振动测量的 0.15~5000Hz, 扩展到了 10kHz 及以上, 而检测的幅度范围则需要达到  $500\text{m/s}^2$  的量级。这绝非下述的用于检测塔架的惯性摆式电容传感器所能承担, 而只能使用压电加速度传感器。

对于塔架振动的检测, 则有更苛刻的要求。它是一种甚低频的振动。因为塔架的固有频率范围一般不超过 0.4~0.6Hz, 但对于测试系统的检测需求则不仅有上述塔架共振、广义共振振动, 还有叶轮不平衡的振动(0.15~0.30Hz)和叶片通过频率振动(0.45~0.9Hz), 特别是为了检测塔架的倾斜方向角和倾角, 还需要检测静态加速度。于是, 塔架检测传感器的频率范围扩展到了 0Hz, 这只有使用惯性摆式电容传感器才能实现, 但该传感器的高频检测范围较低, (如 20Hz), 最高也只能达到数千赫兹, 测量范围通常只有 2g, 可以满足塔架振动、倾角检测的需求。

上述的需求分析表明, 在风力发电机振动检测中, 不可避免地涉及 3 种类型的传感器。

## 2. 振动的 4 个基本物理量及其数学关系

振动是运动的形式之一。

运动学定义了 3 个基本的物理量，即加速度  $a$ ， $\text{m/s}^2$ ；速度  $v$ ， $\text{m/s}$ ；位移  $x$ ， $\text{m}$ 。

振动是指相对于一个平衡位置的交变运动。为了描述交变运动的需要，引进了一个新的物理量，即频率  $f$ 。对于规则的交变（如正弦、脉冲方式等），其每秒交变的次数就是频率  $f$  (Hz)。

运动学对于上述 3 个物理量的函数关系定义为

设运动加速度为  $a$ ，则有运动的速度  $v$  和位移  $x$  为

$$\begin{aligned} v &= \int a \, dt \\ x &= \int v \, dt = \iint a \, dt \, dt \end{aligned} \quad (4-14)$$

为了使振动的 3 个基本物理量的表述有别于运动学的相应物理量，体现交变的含义，它们的表达标号分别是：

➤ 加速度  $a=A \times F(f)$ ，单位为  $\text{m/s}^2$

➤ 速度  $v=V \times F(f)$ ，单位为  $\text{m/s}$

➤ 位移  $x=X \times F(f)$ ，单位为  $\text{m}$

为了区分直线位移与振动交变的位移，常将振动位移称为“振幅”。

基于运动学定义的 3 个物理量的函数关系，对于正弦振动，则进一步得到这 3 个基本物理量经由交变描述物理量“频率  $f$ ”联系的数量关系表达式，即设正弦振动的峰值加速度为  $A$ ，则按正弦规律以交变频率  $f$  振动的加速度  $a$ 、速度  $v$  和位移  $x$  为

$$\begin{aligned} a &= A \cdot \sin(2\pi ft) \\ v &= \int a \, dt = \frac{A}{2\pi f} \cdot \cos(2\pi ft) \\ x &= \int v \, dt = \iint a \, dt \, dt = -\frac{A}{(2\pi f)^2} \cdot \sin(2\pi ft) \end{aligned} \quad (4-15)$$

在评估振动检测传感器的动态范围、测量仪器的动态范围和确定输出的物理量时，经常需要以正弦振动的频率与各物理量的量值来讨论。于是常将上述函数表达式中的正弦、余弦函数表达的“旋转因子”略去，而只用其量值关系。当正弦振动的峰值加速度为  $A$  时，振动的峰值速度  $V$  和峰值位移（振幅） $X$  为

$$A = A, \quad V = \frac{A}{2\pi f}, \quad X = \frac{A}{(2\pi f)^2} \quad (4-16)$$

例如，塔架的广义共振频率为  $f=0.5\text{Hz}$ ，最大振幅峰值  $X=0.5\text{m}$ ，则检测该振动的惯性摆式电容传感器的加速度测量范围至少应达到：

$$A = X \cdot (2\pi f)^2 = 1.5 \cdot (2\pi \cdot 0.5)^2 = 4.9348\text{m/s}^2 = 0.503g$$

这就是选择塔架振动传感器量程范围的根据。例如,选择量程为 $\pm 1.7g$ 的传感器,即可满足使用需求。

### 3. 拓展惯性压电加速度传感器低频响应的电荷放大器技术

为了达到仅使用一个传感器兼顾低频振动与冲击高频分量检测的工程需求,压电加速度传感器当为首选。但是,压电加速度传感器用于检测低频振动却是一个技术难点。这是因为,压电加速度传感器的原始输出信号是由受到传感器内置的机械二阶系统受到振动冲击加速度  $a$  激励后,其质量  $m$  所产生的力  $F$ ,作用在压电材料上所产生的电荷  $q$  为

$$q = \eta F = \eta ma \quad (4-17)$$

该电荷输出信号的信号源内电阻  $R_0$  为  $1 \sim 1000M\Omega$ , 高温时输出内阻低。该电荷输出信号的信号源内电容  $C_0$  为  $1\mu F \sim 10nF$ , 随着高温变化和信号线的长短而变化。

虽然电荷很难测量,但该电荷在传感器电容上的“充电效果”可以转换为电压  $u$ , 即  $u = q/C_0$ , 从而可以根据该电压  $u$  确定加速度  $a$ 。但是上述的信号源内电阻  $R_0$ , 以及  $R_0$ 、 $C_0$  的不稳定性却可能给对应的输出电压和低频振动测量带来不可忽视的误差。为了节约篇幅,谨以电路仿真来证明,如图 4-14~图 4-16 所示。

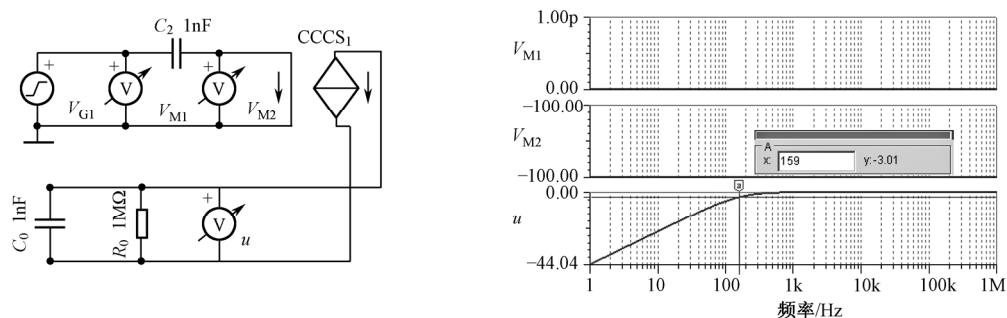


图 4-14  $C_0=1nF$ 、 $R_0=1M\Omega$ 时,传感器高频传输系数为 0dB ( $-3dB$  低频响应 159Hz)

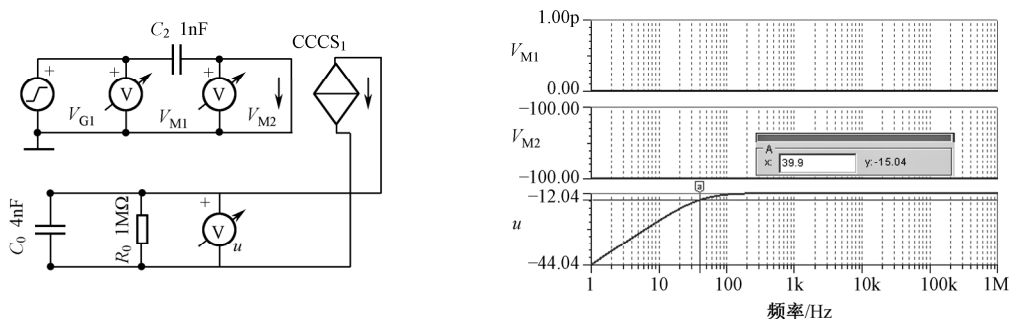


图 4-15  $C_0=4nF$ 、 $R_0=1M\Omega$ 时,传感器高频传输系数为  $-12.4dB$  ( $-3dB$  低频响应 39.9Hz)

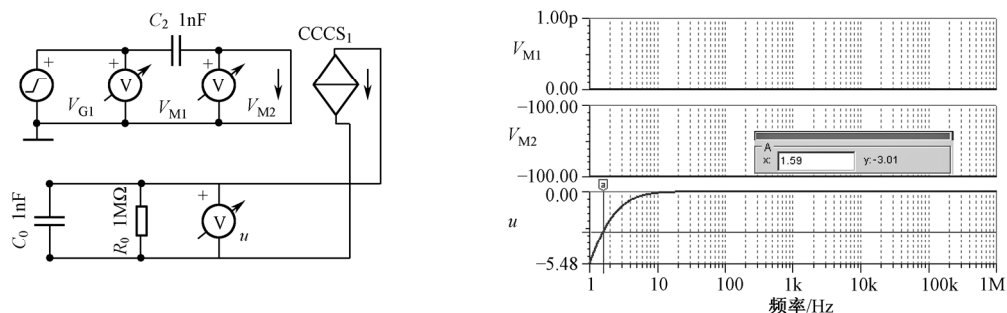


图 4-16  $C_0=1\text{nF}$ 、 $R_0=100\text{M}\Omega$ 时，传感器高频传输系数为 0dB（-3dB 低频响应 1.59Hz）

图 4-14~图 4.16 的恒定电压信号源  $V_{G1}$  向电容器  $C_2$  充电, 由于电流传输器  $\text{CCCS}_1$  的输入阻抗为 0（表现为其输入电压  $V_{M2}$  接近于零——传输系数 -100dB），因此传输给  $\text{CCCS}_1$  的电荷是恒定值，即

$$q = V_{G1} / (1 / (j\omega C_0)) = j\omega C_0 \cdot V_{G1} \quad (4-18)$$

略去交变相位关系， $\text{CCCS}_1$  变送并输出的电荷峰值为

$$Q = C_0 \cdot V_{G1} \quad (4-19)$$

图 4-14~4.16 分别分析了电容  $C_0$ 、电阻  $R_0$  变化时对于输出电压  $u$  的影响。

为了克服传感器电容、电阻对于频率响应（特别是低频响应）的影响，工程界普遍使用电荷放大器处理传感器的电荷信号，并把它转换为输出电压。其优点在于，当传感器的输出电阻  $R_0$  和分布电容  $C_0$  大幅度变化时，电荷放大器的输出频率响应几乎不受影响，如图 4-17~4.18 所示。

但是，作为工程应用的上述传感器的电荷放大器是不适当的，因为该电荷放大器的反馈电阻  $R_1=100\text{M}\Omega$  是不稳定的，任何污染、潮湿都可以使该电阻下降，而使低频响应频率上升；况且，现有的 1.59Hz 的低频响应，尚不符合前述的风力发电机低频振动检测（0.15Hz）的需求。

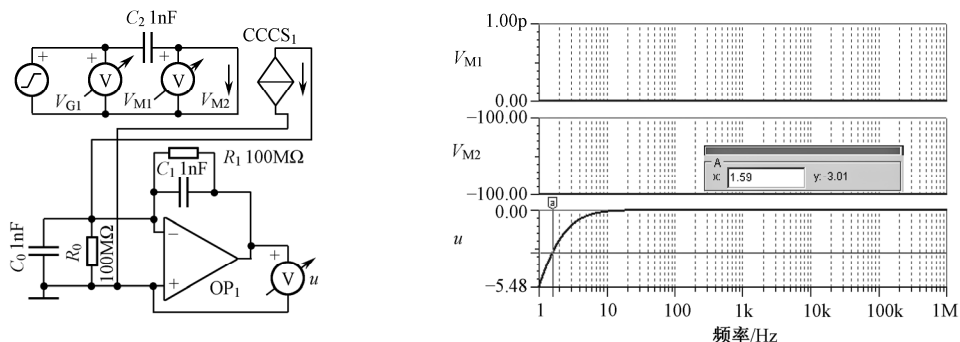


图 4-17  $C_0=1\text{nF}$ 、 $R_0=100\text{M}\Omega$ 时，传感器高频传输系数为 0dB（-3dB 低频响应 1.59Hz）

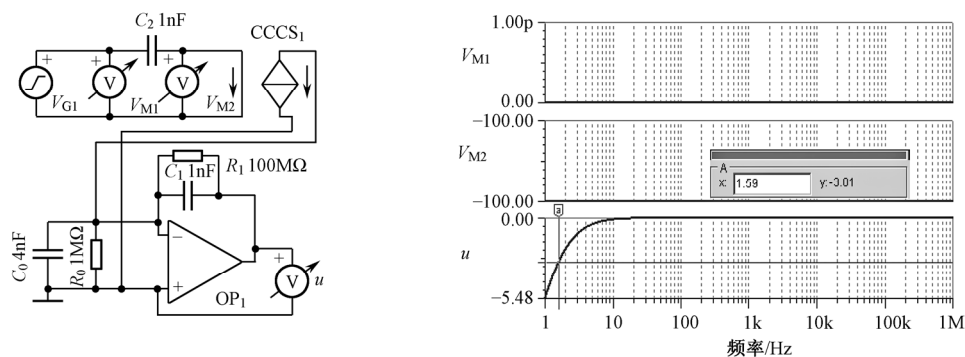

 图 4-18  $C_0=4\text{nF}$ 、 $R_0=1\text{M}\Omega$ 时，传感器高频传输系数为 0dB（-3dB 低频响应 1.59Hz）

图 4-17~图 4.18 中，由运算放大器 OP1、电阻器  $R_1$  和电容器  $C_1$  组成电荷放大器，与 CCCS<sub>1</sub> 以前的“信号源”，可以简化为图 4-19~4.20 的电路。图 4-19 的仿真证明它与图 4-18 的电路效果相同。现在可以写出它的传输函数为

$$u = -V_{G1} \cdot (R_1 // X_{C1}) / X_{C2} \quad (4-20)$$

式中， $X_{C1}$  为电容  $C_1$  的容抗， $X_{C2}$  为电容  $C_2$  的容抗。

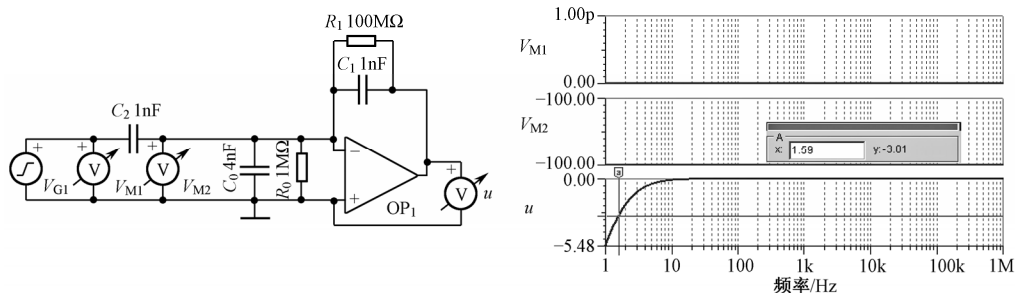
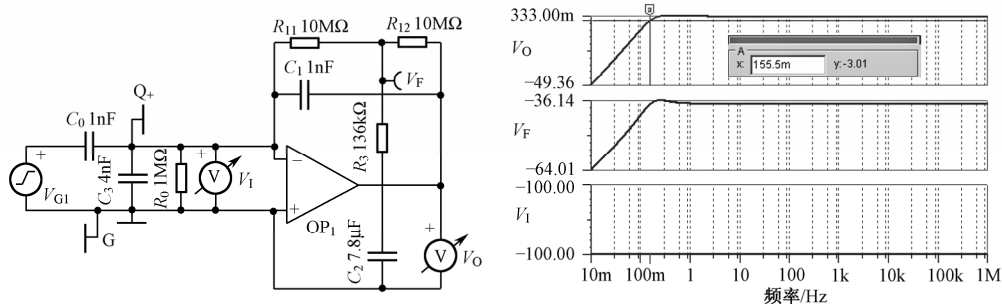

 图 4-19  $C_0=4\text{nF}$ 、 $R_0=1\text{M}\Omega$ 时，简化仿真电路证明传感器高频传输系数为 0dB（-3dB 低频响应 1.59Hz）


图 4-20 反馈旁路式低频单端电荷放大器及其频率特性（3dB 响应优于 0.15Hz）

在中频以上时, 由于  $R_1 \gg X_{C1}$ , 所以上式简化为

$$u = -V_{G1} \cdot C_2 / C_1 \quad (4-21)$$

由于  $C_2 = C_1 = 1\text{nF}$ , 所以该电荷放大器的中、高频传输特性为

$$K = 20 \log(u/V_{G1}) = 0 \text{ (dB)} \quad (4-22)$$

问题在于: 如图 4-18~4.19 所示, 当频率低达  $f_0 = 1.59\text{Hz}$  时, 该电荷放大器的传输特性下降为  $-3.01\text{dB}$ , 该频率  $f_0$  称为“转折频率”。这不能满足低频电荷信号的检测要求。这是由于低频时, 电容器  $C_1$  的容抗  $X_{C1}$  上升, 当频率下降到转折频率  $f_0 = 1.59\text{Hz}$  时,  $C_1$  的容抗上升到接近于  $R_1$ , 即  $X_{C1} = 1/(2\pi f_0 C_1) = 1/(2\pi \times 1.59 \times 10^{-9}) = 100\text{M}\Omega$ ,  $R_1$ 、 $C_1$  的并联阻抗为  $X = (R_1^{-2} + X_{C1}^{-2})^{-0.5} = 70.70\text{M}\Omega$ , 而  $X_{C2} = 100\text{M}\Omega$ 。因此, 此时的传输增益为  $A = X/X_{C2} = 0.707$ , 传输系数  $K = 20 \log A = -3.01\text{dB}$ 。

上述分析的结论是, 问题的关键在于电阻  $R_1$  限制了电荷放大器的低频特性。因此, 设计了如图 4-20 所示的低频电荷放大器自举电路。

图 4-20 所示的设计方法, 是在已有的由  $R_{11} + R_{12}$ 、 $C_1$  组成的反馈电路中增加由  $R_3 + C_2$  组成的旁路, 达到将原有电路的  $-3\text{dB}$  响应频率  $f_0$  降低到  $f_1 = f_0 / X$  的目的。有关  $C_1$ 、 $(R_{11} + R_{12} = 2R)$ 、 $C_2$ 、 $R_3$  和优化系数  $X$  的函数关系推导如下所述。

建立有关  $V_F$  的方程式。 $V_1$  是  $Q+$  端的微小电压。根据克希霍夫定理, 流入节点  $V_F$  的总电流等于零, 于是有

$$(V_O - V_F) / R_{12} = (V_F - V_1) / R_{11} + V_F / (R_3 + 1/j2\pi f C_2) \quad (4-23)$$

移项整理得

$$V_F / R_{11} + V_F / R_{12} + V_F / (R_3 + 1/j2\pi f C_2) = V_O / R_{12} + V_1 / R_{11}$$

由于  $R_{11} = R_{12} = R$ , 所以有

$$V_F / R + V_F / R + V_F / (R_3 + 1/j2\pi f C_2) = V_O / R + V_1 / R$$

对上式两边乘以  $R$ , 得到

$$V_F + V_F + V_F \times R / (R_3 + 1/j2\pi f C_2) = V_O + V_1$$

整理为

$$V_F [2 + R / (R_3 + 1/j2\pi f C_2)] = V_O + V_1$$

所以有

$$V_F = (V_O + V_1) / [2 + R / (R_3 + 1/j2\pi f C_2)] \quad (4-24)$$

在没有  $C_2 R_3$  支路时, 转折频率  $f_0$  是在  $2R = R_{11} + R_{12} = 1/(2\pi f_0 C_1)$  时的频率, 即

$$f_0 = 1/(2\pi \cdot 2R \cdot C_1) \quad (4-25)$$

$R_{11} + R_{12} = 2R$  对于  $C_1$  并联的视在阻抗是  $2R$ 。其特征是发生的反馈电流为

$$I_0 = (V_O - V_1) / 2R \quad (4-26)$$

在增加  $C_2 R_3$  支路后, 发生的反馈电流为

$$I_1 = (V_F - V_1) / R_{11} = (V_F - V_1) / R \quad (4-27)$$



将式 (4-24) 代入式 (4-27), 得

$$I_1 = \{(V_O + V_1)(1/[2 + R/(R_3 + 1/j2\pi f C_2)] - 1) + V_O\}/R \quad (4-28)$$

由于在低频时运算放大器有最高的开环增益,  $V_1$  趋近于 0, 则有

$$I_1 = V_O / \{[2 + R/(R_3 + 1/j2\pi f C_2)]R\}$$

则  $R_{11}$  的视在阻抗为

$$\begin{aligned} R_1 &= [2 + R/(R_3 + 1/j2\pi f C_2)]R \\ R_1 &= 2R + R^2 / (R_3 + 1/j2\pi f C_2) \end{aligned} \quad (4-29)$$

由于  $f_0 = \frac{1}{2\pi C_1 \cdot 2R}$ , 即与反馈视在电阻  $2R$  成反比。因此, 如需将  $f_0$  降低到  $f_0/X$

(定义域:  $X > 1$ ), 则应保障  $R_{11}$  的视在阻抗  $R_1$  为  $(R_{11} + R_{12}) = 2R$  的  $X$  倍, 即  $R_1 = 2RX$ 。

据此得到将  $f_0$  下降到  $f_1 = f_0/X$  的方程, 即

$$0.5R/(X - 1) = R_3 + 1/j2\pi f_1 C_2 \quad (4-30)$$

由于在新的转折频率  $f_1$  时, 还有

$$R_3 = |1/(2\pi f_1 C_2)| = |Y| \quad (4-31)$$

所以式 (4-30) 可以改写为

$$0.5R/(X - 1) = R_3 + 1/j2\pi f_1 C_2 = R_3 + Y = (R_{32} + Y_2)^{-0.5} = R_3/2^{0.5}$$

解得  $R_3$  的设计公式为

$$R_3 = 0.5R/(X - 1) \cdot 2^{0.5} \quad (4-32)$$

因为  $f_0 = \frac{1}{2\pi C_1 \cdot 2R}$ , 则有

$$f_1 = f_0 / X = \frac{1}{4\pi X R C_1} \quad (4-33)$$

将式 (4-33) 代入式 (4-31) 并移项, 可得

$$C_2 = \frac{1}{2\pi f_1 R_3} = \frac{1}{2\pi \cdot \frac{1}{4\pi X R C_1} \cdot R_3} = \frac{2X R C_1}{R_3}$$

简化后的  $C_2$  的设计公式为

$$C_2 = 2X R C_1 / R_3 \quad (4-34)$$

仿真验算如下所述。

(1) 设原始参数  $R = 10M\Omega$ ,  $C_1 = 1nF$ , 则原始电路的转折频率为

$$f_0 = 1/(4\pi R C_1) \approx 7.9577Hz$$

(2) 希望目标值  $f_1 = 0.15Hz$ , 则  $X = f_0 / f_1 \approx 53$ , 因此设计的频率为

$$f_1 = f_0 / X \approx 0.15014Hz$$

(3) 根据式 (4-32) 计算得

$$R_3 = 0.5R / (X - 1) \times 2^{0.5} = 135.98\text{k}\Omega$$

(4) 根据式 (4-34) 计算得

$$C_2 = 2XRC_1 / R_3 = 2 \times 53 \times 10\text{M}\Omega \times 1\text{nF} / 0.13598\text{M}\Omega = 7.7953\mu\text{F}$$

(5) 将计算的旁路参数装入图 4-20 电路进行仿真分析, 得到了与上述的旨在降低低频转折频率相吻合的结果: 转折频率 0.155Hz, 波动 0.33dB。该电路把反馈电阻  $R_{11}$ 、 $R_{12}$  的总值从  $100\text{M}\Omega$  降低到  $20\text{M}\Omega$ , 有益于稳定性和可靠性。

图 4-21 所示的是一道低频响应提升电路的习题, 请读者根据上述原理自行解答。

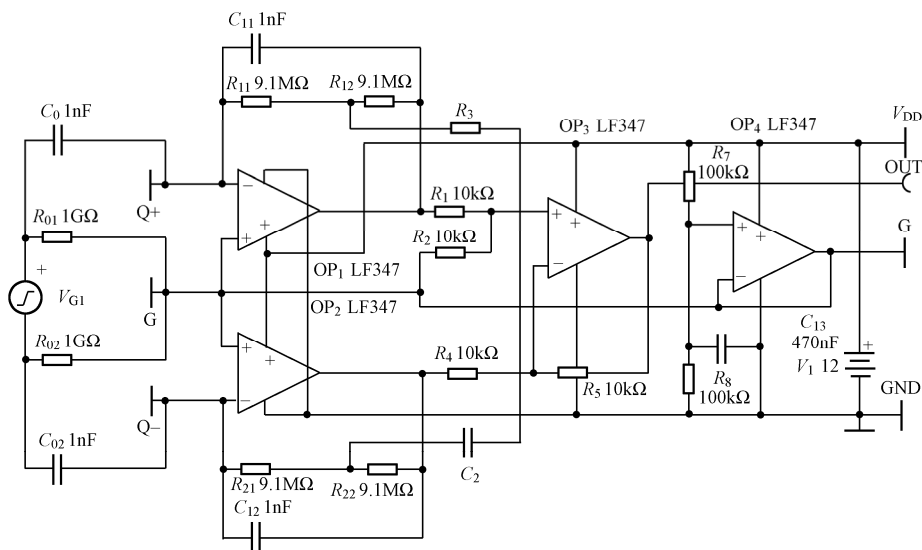


图 4-21 单电源差分放大器的反馈旁路是低频响应提升电路

图 4-21 是一个单电源差动电荷放大器, 并加了“反馈旁路式低频提升支路”  $R_3$ 、 $C_2$ 。

说明为什么只用一组  $R_3$ 、 $C_2$ , 而且该支路不接参考点 G, 而接在另一个电荷放大器相应点 ( $R_{11}$ 、 $R_{12}$  和  $R_{21}$ 、 $R_{22}$  的联结点)?

请计算没有该支路时, 电荷放放大器的 -3dB 低频转折频率  $f_0$ 。

再计算将  $f_0$  频率移动到  $f_1=0.25\text{Hz}$  时,  $R_3$ 、 $C_2$  的数值。

#### 4. 电容式加速度传感器

现以 ADXL103/ADXL203 型 (精度  $\pm 1.7g$ ) 单轴/双轴 iMEMS<sup>®</sup> 加速度传感器来介绍, 如图 4-22 所示。

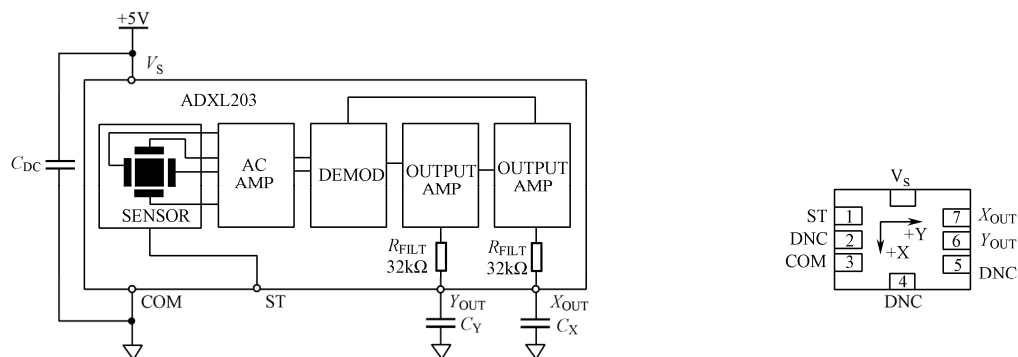


图 4-22 电容式惯性加速度传感器 ADXL203

ADXL103/ADXL203 是在单片陶瓷 IC 上的制造的完整加速度测量系统。ADXL103 是一个单轴加速计，ADXL203 是一个双轴加速计，其中包含了一个多晶硅的表面微机电传感器和实现开环加速测量架构的信号调节电路。输出信号是与加速度成比例的模拟电压。ADXL103/ADXL203 能够测量至少  $\pm 1.7g$  加速度。加速计能够测量静态受力对应的加速度，如重力作用所致的重力加速度。

传感器是基于硅晶片之上的表面微机电多晶硅结构。多晶硅弹簧悬浮于硅晶片表面上，并提供一个电阻防止加速计受力。结构偏差通过使用不同的电容来测量，这些电容组成了固定的独立板，这些板依附在移动块上。固定好的板可以通过相位方波外  $180^\circ$  转动。加速计打乱平衡和使得不同的电容失衡，导致输出方波幅度与加速度成比例。相位灵敏度解调技术用于修正信号和确定加速计的方向。

ADXL203 的最普遍的使用方式之一是倾角测量。加速计使用重力作为输入因素来确定空间中的对象定位。

当加速计的敏感轴垂直于重力时（同时也与大地表面平行），加速计对倾角更加敏感。当加速计的敏感轴定位在重力轴上时，这时它受到的加速度接近  $+1g$  或  $-1g$ ，输出加速度信号中，倾角影响的度数是微不足道的。当加速计敏感轴垂直于重力，它的输出的加速度变化量差不多是倾角每度为  $17.5mg$ 。在  $45^\circ$  时，加速计的输出变化仅仅每度为  $12.2mg$ ，同时分辨率减低。所以，检测倾角时，加速度计的敏感轴  $x$  和  $y$  轴应当设置在水平面内。

使用双轴倾角传感器可以将加速度转换成倾角。当加速计  $x$  轴和  $y$  轴与大地平面平行时，如果该传感器所安装的设备在做匀速运动，则它可以直接用做双轴倾角传感器，如果其中一个为翻滚轴，则另一个就是俯仰轴。加速计的输出信号转换成加速度，并在  $-1g \sim +1g$  之间变化，输出倾角的度数由下式估算：

$$\text{俯仰} = ASIN(AX/1g)$$

$$\text{翻滚} = ASIN(AY/1g)$$

## 5. 加速度信号的积分变换和速度、振幅检测

由于低频振动即便加速度很小，但其振幅却很大。例如，塔架横向振动频率 0.5Hz、加速度 1.5g 时，振幅将达到约 1.5m。塔架的振幅通常限制于 500mm，因为如果倾斜与振幅叠加超过限制值（如 1m），则可能使机舱的重心超出塔架底座平面，隐含着倾倒的危险。因此，直接限制位移（与倾斜对应）和振幅（与横向位移对应）的最大单向累加值，比限制振动加速度更有意义。因此，在度量风力发电机塔架的频率通常小于 1Hz 的横向振动时，需要检测其振幅。这就需要把加速度传感器输出的加速度信号，通过模拟的或数字的、在线的或离线的重积分来得到振幅信号。

在线的、实时的积分之所以必要，在于它所输出的振幅信号是实时的，能够及时发现险情，实现实时报警或为自动控制提供信息。而塔架产生大振幅的因素主要是广义共振，如叶片通过频率振动与塔架固有频率共振，阵风激励引起塔架按照其固有频率发生低阻尼的自由衰减振动等。这些现象的持续时间虽然并不短暂，但为了得到低频振动信号样本而对低频振动采样的时间却需要很长，如 40s。某种危险振动可能发生在数秒内并且需要及时采取措施，而不能允许经过数十秒采样得到信号样本之后，再作离线积分计算振动幅度，也就是说，离线积分处理发现危险信息是不及时的。

为了实现在线振幅监测，就需要实现实时重积分。

使用模拟积分器构建重积分运算器有较好的实时性。对于振动加速度信号连续采样的数据流，利用数字技术进行“流式数字积分”也能达到同等效果，甚至还能克服模拟积分实现中的许多技术难点。

为此，有必要说明模拟积分的实现途径，然后再说明其数字化途径。

谈到积分器，经典的途径是使用经典积分电路，如图 4-23 所示。它的局限性体现在不能抑制甚低频噪声和隔离静态加速度，也不能克服前置处理电路的直流工作点及其漂移，更不能克服积分器的运算放大器自身的失调电压、电流对输出工作点的影响，从而为其直接应用带来难以逾越的限制。在图 4-23 所示的电路中，虽然输入的工作点为 0V，但其输出工作点却不等于 0V；积分特性也只有在 0.1Hz 以上才能达到 -6.02dB/oct 的要求。而且 0.001Hz 相对 0.1Hz 还有 23.45dB 的无用（有害）增益，它将使低频噪声被放大而干扰检测。

实际工程应用的积分器总有其需求的下限频率  $f_x$ ，如 0.1Hz。低于下限的频率特性最好是衰减的，以免受上述不利因素的影响。于是，提出用二阶谐振器构造积分器的设计。这是因为，所需频带内的积分特性体现为积分器输出相对输入的频率响应为 -6.02dB/oct（即，每倍频程衰减 6.02dB，也即增益降低到 1/2。因为  $20\log(1/2) = -6.0206\text{dB}$ ）。

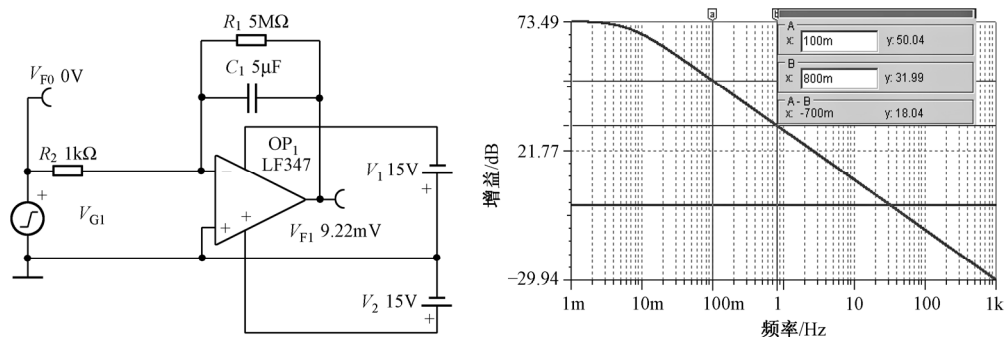


图 4-23 经典积分器及其特点

设正弦振动的峰值加速度为  $A$ ，则有振动的峰值速度  $v$  和峰值位移（振幅） $X$  为：

$$v = \frac{A}{2\pi f}, \quad X = \frac{A}{(2\pi f)^2}$$

速度输出反比于频率，每增加一倍频程，速度输出下降到 1/2；振幅输出反比于频率的平方，每增加一倍频程，振幅输出下降到 1/4。只要能达到上述目的，而又能够克服经典积分器的缺点，则可以使用其他形式的模拟电路。

一种二阶带通积分器如图 4-24 所示，它在所需的截止频率 0.1Hz 以上的积分频带内具有 -6.02dB/oct 的衰减特性以满足积分需求；而在低于截止频率以下，只有较少的、远低于原理积分器的增益 9.24dB，对小于 0.0018Hz 的甚低频信号、噪声和直流工作点偏差等具有增益低于 0dB 的抑制作用。

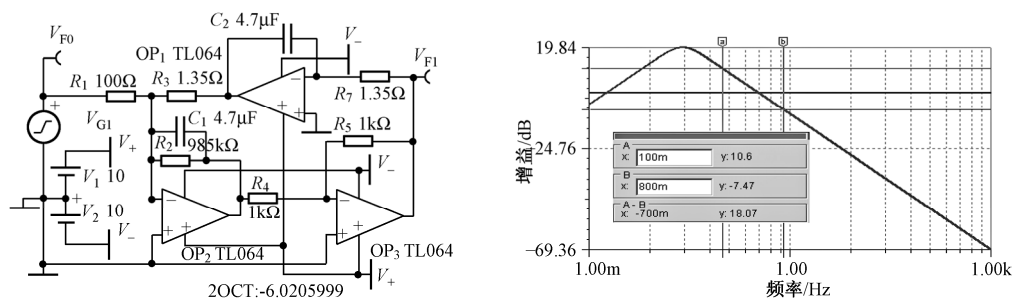


图 4-24 二阶带通积分器：18.07dB/(3OCT)

二阶双二次式积分器的设计方法如下所述。

选择积分截止频率  $f_T$ ，设计二阶双二次谐振频率  $f_0 = f_T/4$ 。

谐振器的  $Q$  值选择为  $2^{0.5}/2 = 0.70711$ ，具有合格的积分特性。

经典设计： $K = 100 / (f_0 \cdot C')$ ，其中  $f_0$  单位为 Hz， $C'$  单位为  $\mu\text{F}$ ， $K$  的单位为  $\text{k}\Omega$ 。

$R_1 = 1.592KQ/G$ ， $R_2 = 1.592KQ$ ，

$$R_3 \times R_6 = (1.592K)^2,$$

$R_4 = R_5$ , 取合理的数值。

用上述单积分器串联, 就组成了重积分器。图 4-25 的电路满足加速度的速度积分和振幅重积分的频率响应要求。

为了满足重积分特性, 则要求输出正弦信号每增加 1 个 2 倍频程, 输出幅度下降到 1/4, 即  $20\log(1/4) = -12.0412\text{dB}$ , 图 4-25 表明从 0.1~0.8Hz 增加了 8 倍频, 即 3 个 2 倍频程, 理想重积分应当有输出增量为  $-12.0412 \times 3 = -36.1236\text{dB}$ , 实际重积分器的输出是  $-36.1\text{dB}$ , 符合积分要求。

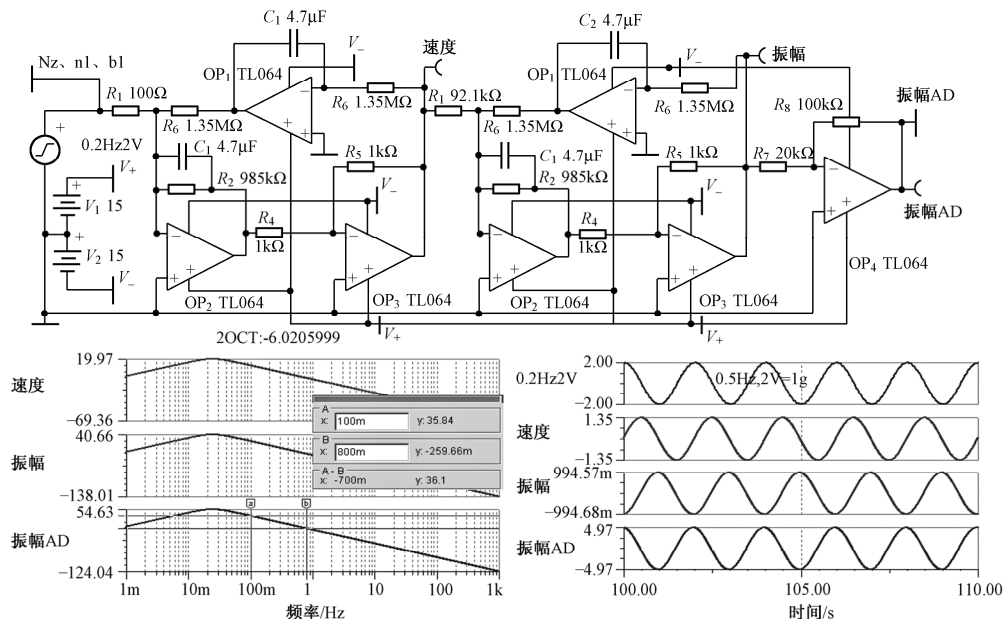


图 4-25 重积分电路

按照  $X=A/(2\pi f)^2$  所表达的物理学要求, 进行工程实现时, 定义信号灵敏度为加速度信号灵敏度  $SA=2\text{V/g}$ , 振幅信号灵敏度  $SX=1\text{V/m}$ 。进行 A/D 变换的振幅灵敏度为  $SX_{AD}=5\text{V/m}$ , 则 0.5Hz 加速度 1g 对应的振幅为  $X=9810/(2\pi f)^2=994\text{mm}$ , 对应的振幅信号为 0.994V, 对应的“振幅 AD”=4.97V。

## 6. 相对位移传感器

**1) 电涡流式位移振幅传感器** 电涡流式位移振幅传感器可以非接触测量导体的位移、振幅等物理量, 它利用电涡流效应, 将位移等非电量转换为阻抗变化 (电感或  $Q$  值变化), 从而进行测量。

电涡流式位移振幅传感器中内置线圈, 并给该线圈提供交变电流  $I_1$ , 依据麦

克斯韦电磁场理论可知, 交变电流周围会产生一个交变的磁场  $H_1$ 。当被测导体进入该磁场范围之内, 被测导体内便会产生电涡流  $I_2$ , 电涡流也将产生一个新磁场  $H_2$ ,  $H_1$  与  $H_2$  方向相反, 从而导致线圈的阻抗 (电感量和  $Q$  值) 发生变化。这种变化与导体的电导率、磁导率、几何形状、线圈几何参数、激励电流频率, 以及线圈到被测导体的距离有关。

因此, 若控制电导率、磁导率、几何形状、线圈几何参数、激励电流频率等参数不发生变化, 则线圈阻抗就成为线圈与被测导体的距离的单值函数, 即可构成测位移传感器。由麦克斯韦公式可以求得此函数为一非线性函数, 其曲线为“S”形, 但在一定范围内可近似为线性函数。

电涡流式位移振幅传感器的典型电路原理图与仿真结果如图 4-26 所示。

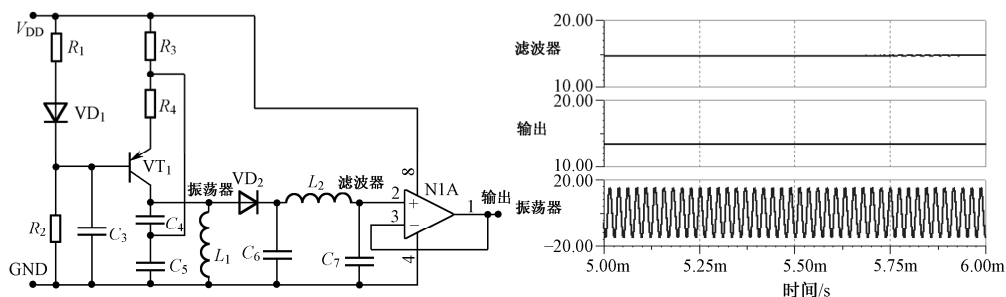


图 4-26 电涡流式位移振幅传感器的典型电路原理图与仿真结果

在图 4-26 中, 当无被测导体时, 回路谐振频率为  $f_0$ , 此时  $Q$  值最高, 对应的输出电压为  $U_0$ 。当被测导体靠近传感器时, 谐振峰发生偏移, 谐振频率降低为  $f_1$ , 所对应的输出电压  $U_1$  将降低。当导体进一步靠近时, 谐振频率进一步降低为  $f_2$ , 所对应的输出电压降低为  $U_2$ ……

电涡流式位移振幅传感器电路主要由 3 部分组成。

- 振荡电路: 典型电路中用到的是电容三点式振荡器, 其作用是将位移变化引起的振荡回路的  $Q$  值变化转换成高频载波信号的幅值变化。传感器线圈作为振荡回路中的一个电感元件, 如图 4-26 中  $L_1$
- 滤波器: 典型电路中采用了检波二极管和“ $\pi$ ”形滤波器, 可滤除高频载波信号, 而只输出其幅值的变化。该电路输出纹波小, 可获得较平滑波形 (从图 4-26 中仿真可证实)
- 跟随器: 典型电路中采用运放作为跟随器, 具有输入阻抗高、输出阻抗低, 电路结构简单等特点, 使得输出级可以尽可能不失真的输出信号

图 4-26 中电涡流式位移振幅传感器的频率响应可从零到数十千赫兹，因此其既可以用于测试静态环境下的位移信息，又可以用于测试动态（常规振动）环境下的振动位移（振幅）信息。

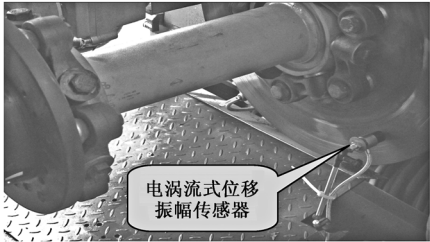


图 4-27 电涡流式位移振幅传感器现场实物照片

图 4-27 所示的是该传感器在现场测量某风机齿轮箱高速轴轴向振动、位移的照片。图中电涡流式位移振幅传感器安装在高速轴刹车盘的位置。由于该刹车盘与高速轴通过胀紧方式安装，两者运动规律一致。因此，可通过测试刹车盘的轴向振动、位移来反映高速轴的轴向振动、位移。

图 4-28 所示为实测的高速轴轴向振动波形和位移曲线。最上一幅为振幅时域波形，中间一幅为其频谱图，最下一幅为轴向位移趋势图。从频谱和时域图中可以很清晰地反映出该轴的振动频率以及幅度。

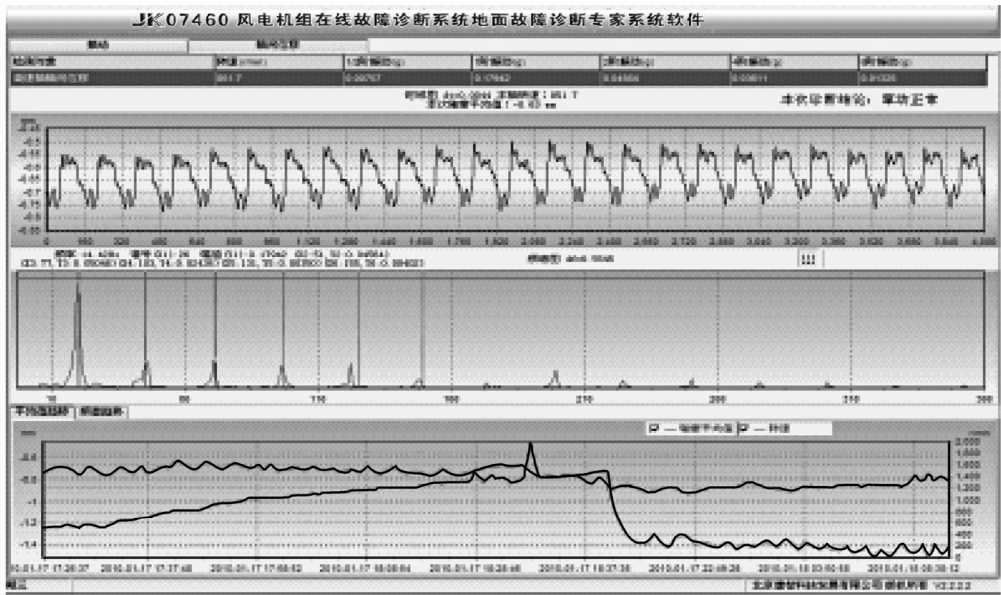


图 4-28 实测的高速轴轴向振动波形和位移曲线

在电涡流式位移振幅传感器实际应用中，被测导体其实也是传感器系统的一部分，即被测导体的性能参数也会影响到整个传感器系统的性能。因此，在实际应用过程中，需注意以下问题。

- 若被测导体的被测面为平面时，以正对传感器中心线的点为中心，被测导体的直径应大于传感器直径的 1.5 倍以上



- 若被测导体是一圆柱体,而被测面是一个圆柱面时,一般要求被测导体的直径为传感器直径的3倍以上;若两者直径相等时,灵敏度降低约为70%
- 被测导体的厚度不能太薄,否则会造成电涡流效应不够,使传感器灵敏度下降。为了不影响传感器灵敏度,一般要求被测导体为厚度大于0.2mm的钢等强导磁材料,以及厚度大于0.07mm的铜、铝等弱导磁材料
- 不规则的被测导体表面会给实际的测量值造成附加误差,特别是对于振动测量,这个附加误差信号会与实际的振动信号叠加在一起,在电气上很难分离。因此,对于振动测量,要求被测导体被测面的表面粗糙度在 $0.4\sim 0.8\mu\text{m}$ 之间。若被测面不满足该要求,需对其进行研磨或抛光处理
- 在测量时,传感器周围,除被测导体外应尽可能避开其他导体,否则将降低灵敏度和缩小线性范围

**2) 电容式位移振幅传感器** 电容式位移传感器是以传感器的探测电极与接地的机器之间的电容为敏感元件,将机械位移量转换为电容量变化的传感器,变极距式电容式传感器常用于非接触式直线位移、振幅测量。

(1) 电容式位移传感器检测电路——虚部法电容检测电路。

虚部法电容测量原理如图4-29所示。它由载波信号产生电路1、电容测量电路2及虚部分离电路3组成。极板1为电容式位移传感器探头,极板2为被测物,两极板之间电容为

$$C_x = \frac{\varepsilon A}{d} = \frac{\varepsilon_r \varepsilon_0 A}{d}$$

式中,  $A$  为极板面积;  $d$  为板间的距离;  $\varepsilon_r$  为相对介质常数;  $\varepsilon_0$  为真空介电常数,  $\varepsilon_0 = 8.85 \times 10^{-12} \text{Fm}^{-1}$ ;  $\varepsilon$  为电容极板间介质的介电常数。

$U_i$  与  $U_k$  为同频的载波,  $U_i$  作用于电容测量电路后得  $U_C$ , 即

$$U_C = (1 + jk \cdot C_x) \cdot U_i \quad (4-35)$$

其中  $k$  为一常数,大小与载波频率及电路增益有关,  $U_C$  的实部与载波信号的实部相等,虚部与电容  $C_x$  及载波  $U_i$  成比例关系。  $U_C$  与同频参考信号  $U_k$  作用于虚部分离电路,分离出虚部信号  $U_o$  为

$$U_o = jk \cdot C_x \cdot U_i = jk \cdot \varepsilon \cdot A \cdot U_i / d \quad (4-36)$$

即实现  $U_o$  幅值与被测电容成正比,而位移与输出电压成反比。从原理上解决了变极间距离电容传感器非线性的问题。

虚部法电容检测实际电路如图4-30所示。激励源频率为  $f$ , 幅值为  $U_i$ ,  $C_x$  为被测电容。令运算放大器  $\text{OP}_1$  的输出电压为  $U_1$ , 运算放大器  $\text{OP}_2$  的输出电压为  $U_2$ , 运算放大器  $\text{OP}_3$  的输出电压为  $U_3$ 。

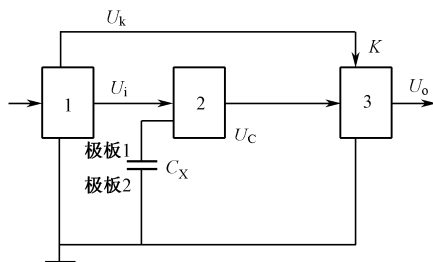


图 4-29 虚部法电容测量电路原理框图

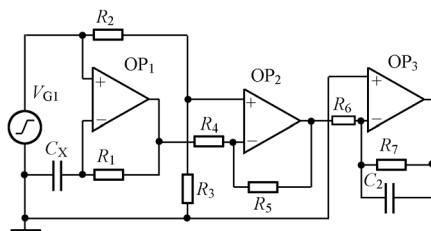


图 4-30 虚部法电容检测电路图

由运算放大器正相、反相输入端虚短和虚断原理可得到运算放大器  $OP_1$  正相、反相输入端的电压相等，并等于激励电压  $U_i$ 。由运算放大器  $OP_1$  可得到

$$U_i \left/ \frac{1}{j\omega \cdot C_x} \right. = \frac{U_1 - U_i}{R_1}$$

整理后得

$$U_1 = (1 + j\omega \cdot C_x \cdot R_1) \cdot U_i \quad (4-37)$$

其中  $\omega = 2\pi f$ ， $f$  为激励的频率。运算放大器  $OP_2$  为一个减法器，其正相输入端电压

$$U_+ = \frac{R_2}{R_2 + R_3} \cdot U_i \quad (4-38)$$

反相输入端与正相输入端电压相等，则可得

$$\frac{U_1 - U_+}{R_4} = \frac{U_+ - U_2}{R_5} \quad (4-39)$$

根据式 (4-38) 和式 (4-39) 可得

$$U_1 = \left(1 + \frac{R_4}{R_5}\right) \cdot U_+ - \frac{R_4}{R_5} \cdot U_2 = \left(1 + \frac{R_4}{R_5}\right) \cdot \frac{R_2}{R_2 + R_3} \cdot U_i - \frac{R_4}{R_5} \cdot U_2 \quad (4-40)$$

再根据式 (4-37) 和式 (4-40) 可得

$$U_1 = (1 + j\omega \cdot C_x \cdot R_1) \cdot U_i = \left(1 + \frac{R_4}{R_5}\right) \cdot \frac{R_2}{R_2 + R_3} \cdot U_i - \frac{R_4}{R_5} \cdot U_2$$

整理后得

$$U_2 = \frac{R_5}{R_4} \cdot \left[1 - \left(1 + \frac{R_4}{R_5}\right) \cdot \frac{R_2}{R_2 + R_3} - j\omega \cdot C_x \cdot R_1\right] \cdot U_i \quad (4-41)$$

只要满足电阻匹配关系

$$1 - \left(1 + \frac{R_4}{R_5}\right) \cdot \frac{R_2}{R_2 + R_3} = 0 \quad (4-42)$$

则  $U_2$  只剩下虚部项  $-j\omega \cdot \frac{R_5}{R_4} \cdot C_x \cdot R_1 \cdot U_i$ ，由式 (4-13) 可得电阻匹配关系为

$$\frac{R_5}{R_4} = \frac{R_2}{R_3} \quad (4-43)$$

只要满足式 (4.43), 则  $U_2$  实现提取虚部信号, 即虚部法电容检测。实践中, 令  $R_2=R_3=R_4=R_5$ , 则可得

$$U_2 = -j\omega \cdot R_1 \cdot U_i \quad (4-44)$$

由于信号  $U_2$  比较弱, 并含有高频干扰信号与毛刺, 增加运算放大器  $OP_3$ , 对  $U_2$  信号放大, 简单滤波。运算放大器  $OP_3$  为反相放大器。电阻  $R_7$  并联电容  $C_2$ , 低通滤波, 在考虑  $C_2$  的情况下可得

$$U_3 = -\frac{R_7 // (\frac{1}{j\omega \cdot C_2})}{R_6} \cdot U_2 \quad (4-45)$$

由拉普拉斯变换可得  $OP_3$  的传递函数为

$$U_3(s) = -\frac{R_7}{R_6} \cdot \frac{1}{1 + R_7 \cdot C_2 \cdot S} \cdot U_2(s) \quad (4-46)$$

(2) 寄生电容补偿技术: 寄生电容是制约电容式传感器检测距离以及分辨率的关键因素。在微小电容测量中, 电容只有几 pF, 甚至 fF 级, 而传感器探头结构带来电容、运放芯片引脚间电容、PCB 电路连线及过孔寄生电容却加起来有约 10pF, 甚至 20~30pF。fF 级的电容信号被淹没在寄生电容中, 很难被提取。目前采用消除寄生电容方法有:

- 采用驱动电缆技术
- 电容式传感器探头增加等电位层
- 采用先进工艺, 减少寄生电容

以上几种方法都不能完全消除寄生电容, 只能把寄生电容减小在一个很小的范围内。只采用以上几种方法提取 fF 级的电容信号是不可能完成的任务。

寄生电容补偿技术, 能完全消除寄生电容的影响。其补偿原理如图 4-31 所示。图 4-31 是在图 4-29 的基础上增加了电容测量电路 4, 4 与 2 的功能一样。 $C_x$  为传感器所要测量的电容信号。 $C_{b1}$  为电路总的寄生电容,  $C_{b2}$  为补偿电容。则

$$U_C = [1 + jk \cdot (C_x + C_{b1})] \cdot U_i$$

$$\text{同理} \quad U_{k1} = (1 + jk \cdot C_{b2}) \cdot U_i$$

$U_C$  与  $U_{k1}$  作用虚部分离电路 3, 则可得到

$$U_O = jk \cdot (C_x + C_{b1} - C_{b2}) \cdot U_i$$

若  $C_{b1} = C_{b2}$ , 则实现了寄生电容补偿。

增加寄生电容补偿电路框图如图 4-31 所示。图中  $C_{b1}$  为寄生电容,  $C_{b2}$  为补偿电

容, 只需  $C_{b2} = \frac{R_1}{R_8} C_{b1}$ , 就可以实现寄生电容补偿。

(3) 虚部法电容检测电路响应时间: 电容式位移传感器的优点之一就是良好的动态特性。对于位移振幅测量来说, 传感器的动态响应时间是关键指标之一。虚部法电容检测电路的响应时间主要取决于后续的滤波器响应时间。在激励为 20.48kHz 时, 滤波器响应时间为 151.67 $\mu$ s, 电路仿真响应时间约为 180.49 $\mu$ s。模拟动态位移振幅测量仿真如图 4-32 所示, 位移振幅变化间隔为 500 $\mu$ s。

传感器的频率特性取决于载波频率  $f_0$  及检波后的平滑低通滤波器的通带响应  $f_L$ ,  $f_L$  通常取  $f_0$  的 1/ (2~5), 低通滤波器的阻带特性应优于 18dB/每倍频程。

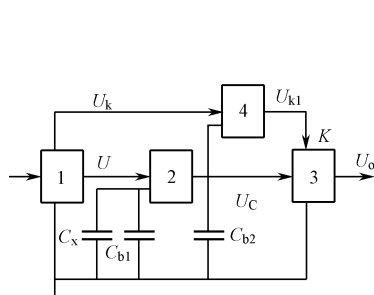


图 4-31 寄生电容补偿原理图框图

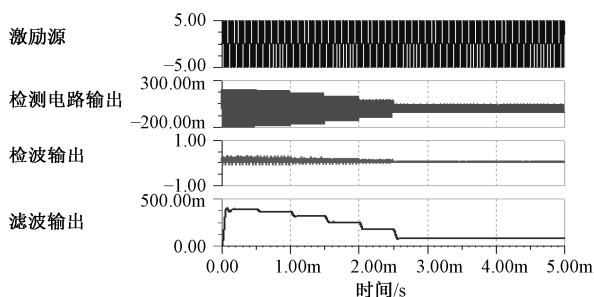


图 4-32 模拟位移振幅测量仿真

### 4.3.3 风力发电机的振动测试与分析

#### 1. 传动链机器的常规振动测试

##### 1) 振动测量的一般要求

(1) 传感器位置选择原则: 在确定传感器位置前, 必须确定应监测的参数:

- 机器座的绝对振动
- 机器相对于机器座的振动
- 机器运行时, 轴相对于机器座的位置
- 轴的绝对运动

传感器通常安装在轴承或靠近轴承座的地方。但若其他传感器安装位置可以实现检测目标, 也可以安装在其他位置, 例如:

- 在最可能提供振动最大值的位置上
- 在固定部件和旋转部件之间间隙小, 可能发生碰撞、摩擦的位置上

无论选用什么平面进行振动测量, 传感器应位于最可能提供磨损和失效早期征兆的角度位置上。

(2) 传感器安装: 机器振动的准确测量主要取决于将运动准确地传递至传感器。

安装固定传感器较好的方法是刚性的机械紧固, 通常在传感器和机器上钻孔攻丝, 用螺栓把二者连接起来。螺栓安装能传递高频信号, 信号损失小或没有损失。安装传感器的机器表面应光滑、平整和清洁, 还可以在所有的配合面上涂一层薄薄的硅油脂或等效物, 以改善响应信号, 特别是高频信号的传递能力。

如果不能或不方便使用螺栓安装, 可用粘结剂将传感器固定到机器表面。应使用固化时刚度大的粘结剂, 而不用弹性粘结剂, 因为后者会降低信号传递的保真度。

另一种普遍使用的非侵入式传感器固定方法是使用磁座。安装表面的平整度是使用本方法的关键, 所以在安装前必须对安装表面进行打磨。为了进一步增加传感器与安装平面的接触, 减小信号传递过程中的损失, 也可以在安装平面上加涂刚度大的粘结剂。

使用粘结剂或磁座的方法仅能承受有限的频率、温度和幅值。因此, 在状态监测时应视被测对象的实际情况使用。

在旋转机械中, 机组能否正常运行, 主要取决于转子能否正常运转。因此, 对于大型旋转设备来说, 可以从监测转轴的振动来发现故障。当发生故障时, 转轴振动的变化比轴承座要敏感, 因为油膜轴承具有较大的轴承间隙, 油膜的阻尼起到了抑制振动的作用, 尤其是当支承系统的刚度较大时, 转轴的振动有时甚至比轴承座的振动大几倍到十几倍。由此可见, 监测转轴比测试轴承座或机壳的振动信息更为直接和有效。因此, 对于大型旋转设备来讲, 振动测试的主要对象应是转动部件, 即转轴。

① **转轴的振动测量:** 测量转轴的振动时, 一般是测量转轴的径向振动。通常是在一个平面内相互垂直的两个方向上分别安装一个非接触式电涡流传感器, 传感器最常见的分布方式为水平方向(X探头)和垂直方向(Y探头)。探头的安装应尽量靠近轴承, 否则由于轴的挠度的影响, 得到的测量值将包含误差。

在实际应用中, 监测转轴的振动要比测量轴承座或外壳的振动更为困难, 因为非接触式电涡流传感器在安装时需要在设备外壳上开孔, 并且传感器与转轴之间不能有其他部件。所以在振动检测时, 虽然测量转轴的振动是首选, 但在不具备条件的情况下也可以测量外壳或轴承座的振动情况。

② **外壳(轴承座)的振动测量:** 测量外壳的振动时, 一般需要测量3个方向, 即水平方向(X)、垂直方向(Y)和轴向方向(Z), 这是因为不同的故障在不同的方向上有不同的反映。例如, 不平衡故障在水平方向上的振动明显, 而不对中故障则在轴向方向上的振动明显。

一般情况下, 测点数量及方向的确定应考虑以下原则: 能对设备振动状态做出全面描述, 尽可能选择机器振动的敏感点; 测量位置应尽量靠近轴承的承载区, 与被监测的转动部分最好只有一个界面, 尽可能避免多层相隔, 使振动信号在传递过程中减少中间环节和衰减量; 测量点必须有足够的刚度, 轴承座底部和侧面往往是

较好的测量点。

## 2) 振动监测参数及标准

(1) 振动监测的参数类型：振动可以很方便地用直线或角度的振幅、速度或加速度的形式量化，所以在振动测试中，习惯用振幅、速度、加速度 3 种类型的参数来描述振动。为了区分转轴的振动检测中同时存在的交变振动与平动位移，本书将交变运动的长度量值称为“振幅”，而将直线平动的长度量值称为“位移”。一般情况下，在低频区（10Hz 以下）是以振幅作为振动标准，中频区（10Hz～1kHz）是以速度作为振动标准，高频区（1kHz 以上）则以加速度作为振动标准。另外，根据测量位置来分，监测机器固定部件的振动状态，一般以速度作为振动标准。监测旋转部件的相对位置和运动，一般以振幅作为振动标准。滚动轴承和齿轮箱的状态监测中可能存在高频故障，所以一般以加速度作为振动标准。

对于许多机械来说，最佳监测参量是速度。因为振动部件的疲劳是与振动速度成正比的，而振动所产生的能量与振动速度的平方成正比，由于能量传递的结果造成了磨损和其他缺陷，因此在振动诊断判定标准中，以速度为准是比较适宜的，这也是许多振动标准都用速度来规定的原因之一。有的标准也用相对振幅来衡量，其重点放在不平衡和不对中信号，而舍去了很大一部分其他成分的频谱。

(2) 判定标准的分类：判断旋转机械设备振动是否正常的标准通常可分为 3 类即绝对判定标准、相对判定标准和类比判定标准。对具体设备选用哪种判定标准必须充分探讨。

- 绝对判定标准：同一部位的检测值与绝对标准比较，判定设备是良好、注意或不良状态。绝对标准是经过大量振动试验，现场振动测试及一定的理论研究而总结出来的标准，并且在规定了正确的测定方法后制定的，在使用时必须掌握标准的适用范围和测定方法
- 相对判定标准：同一部位定期检测。当机器设备运行在稳定、可接受状态时，测量和观察得到的数据和数据组作为基准振动数据，所有随后的测量将与基准值相比较以检测振动的变化。基准数据准确地表示了机器在正常运行模式下运行的初始稳定振动状态。对于具有多个运行状态的机器，有必要对其每种状态建立基准。新机器和大修后机器有一个磨合期，在运行的最初几天或几星期内振动一般会有变化。因此，应当在磨合期后再采集基准数据。已经运行相当长时间但首次监测的机器，仍能建立基准，并以此次监测作为趋势参考点。一般振动值为原始基准 2 倍时，需加强监测，低频振动增大到原始基准 4 倍时需检修，高频振动增大到原始基准 6 倍时需检修
- 类比判定标准：类比判定标准是指对若干同种设备在相同的条件下，在同一部位进行振动检测，并将振动值相互比较进行判断的标准

## 注意

绝对判定标准是在标准和规范规定的检测方法的基础上制定的标准,因此必须注意其适用频率范围,并且必须按规定的方法进行振动检测。适用于所有部件的绝对判定标准是不存在的,因此一般都是兼用绝对判定标准、相对判定标准和类比判定标准,这样才能获得准确、可靠的诊断结果。

(3) 振动诊断标准:通常情况下,只要振动不影响机器的正常运转和工作寿命,不产生过大的噪声,或者没有对周围环境产生太大影响,这些振动是被允许的。因此,为了衡量机器的运行质量就需要制定一个标准来确定允许的振动烈度,即确定振动烈度的界限。

正弦信号的度量如图 4-33 所示。正弦信号的峰值  $V_p$ 、有效值  $V_{rms}$  和绝对平均值  $V_A$  的数学定义及其相互之间有下述量值关系为

$$v = V_p \sin \omega t$$

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T v^2 dt} = \frac{1}{\sqrt{2}} V_p = 0.7071 V_p$$

$$V_A = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T |v| dt = \frac{2V_p}{\pi} = 0.6366 V_p$$

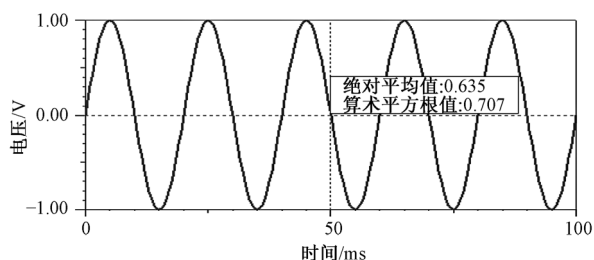


图 4-33 正弦信号的度量

对加速度传感器检测的振动信号,经过 A/D 变换,可以进行速度积分得到振动速度信号,再求其总峰值和有效值,做 FFT 分析得到速度频谱;也可以对加速度信号作 FFT 分析得到加速度频谱,按照前述的正弦加速度与速度的(积分)函数关系,计算对应频谱的速度峰值及方均根值,然后用方均根算法计算总的振动的总的速度方均根值(即有效值)。

振动烈度的定义为:在机器表面的重要位置上所测得的振动速度的最大有效值。对于振动速度为  $V(t) = V_p \cos \omega t$  的简谐振动,其振动速度有效值为

$$V_{\text{rms}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T V^2(t) dt} \quad (4-47)$$

式中,  $T$  为简谐振动周期,  $T = \frac{2\pi}{\omega}$ 。

如果机器的振动系由  $N$  个不同频率的简谐振动复合而成, 则振动烈度为

$$V_{\text{rms}} = \sqrt{V_{1\text{rms}}^2 + V_{2\text{rms}}^2 + \cdots + V_{N\text{rms}}^2} \quad (4-48)$$

式中,  $V_{1\text{rms}}, V_{2\text{rms}}, \cdots, V_{N\text{rms}}$  分别为  $N$  个简谐分量的烈度。

ISO 2372 中规定了转速为 600~1200r/s 的机器在 10~1000Hz 的频率范围内机械振动烈度的范围, 它将振动速度有效值从 0.11~71mm/s 的范围内分为 15 个量级, 相邻两个量级相差 4dB。这是由于对大多数机器的振动来说, 4dB 之差意味着振动响应有了较大的变化。有振动烈度量级的划分就可以用它表示机器的运行质量。为便于实用, 将机器运行质量分成如下 4 个等级。

- A 级: 机械设备正常运转时的振级, 此时称机器的运行状态“良好”
- B 级: 已超过正常运转时的振级, 但对机器的工作尚无显著的影响, 此种运行状态是“容许”的
- C 级: 机器的振动已经到了相当剧烈的程度, 机器只能勉强维持工作, 此时机器的运行状态称为“可容忍”的
- D 级: 机器的振动已经使得机器不能正常工作, 此种机器的振级是“不允许”的

显然, 不同的机械设备由于工作要求、结构特点、功率容量、尺寸大小及安装条件等方面的区别, 其对应于各等级运行状态的振动烈度范围必然是各不相同的, 对各种机械设备是不能用同一标准来衡量的, 所以在实际运用中可根据实际情况进行适当调整。

以上是常用的绝对判定方法, 通常还需要兼用相对判定方法。

相对判定标准的制定大致如下所述。

- ① 在设备正常且处于稳定状态时, 进行  $N$  次振动测量, 测量值为  $A_1, A_2, \cdots, A_N$ 。
- ② 计算它的平均值  $\mu$  和标准偏差  $\sigma$

$$\mu = \frac{A_1 + A_2 + \cdots + A_N}{N} \quad (4-49)$$

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{(A_i - \mu)^2}{N}} \quad (4-50)$$

- ③ 计算判定门限

$$A_c = \mu + 3\sigma \quad (4-51)$$

以统计方法估计出的  $A_c$  为设备的注意量级。在一般情况下, 危险量级约为注意



量级的3倍。

在低频领域(1kHz以下)的危险量级:  $A_d = 3\mu + 9\sigma$

在高频领域(10kHz以上)的危险量级:  $A_d = 6\mu + 18\sigma$

**3) 常见故障的常规振动分析** 前人经过多年现场故障诊断的实践,在机组振动故障特征方面积累了丰富的知识,对机械振动数据的故障诊断提出了很多经典的分析方法。本节将就现有的不对中、不平衡和轴承齿轮类故障的常规分析方法进行简单介绍。

(1) 不对中故障:

#### 【故障特征】

##### ➤ 频域

- ✧ 轴向和径向在1、2、3倍频处有稳定的高峰,特别是2倍频分量
- ✧ 径向振动信号以1倍频和2倍频分量为主,轴系不对中越严重,其2倍频分量就越大,多数情况下会超过1倍频
- ✧ 轴向振动以1倍频分量幅值较大,幅值和相位稳定
- ✧ 联轴节两侧相临轴承的油膜压力反方向变化,一个油膜压力变大,另一个则变小。相位相差约 $180^\circ$
- ✧ 4~10倍频分量较小

- 时域: 振动信号的原始波形是畸变的正弦波,以稳定的周期波形为主,每转出现1个、2个或3个峰,没有大的加速度冲击现象。如果轴向振动径向振动一样大或比径向还大,则说明情况非常严重
- 轴心轨迹: 呈香蕉形或8字形,正进动
- 振动对负荷变化较为敏感,一般振动幅值随负荷的增大而升高

**【诊断实例】**某厂一台透平压缩机组整体布置如图4-34所示。机组年度检修时,除正常检查、调整工作外,还更换了连接压缩机高压缸和低压缸之间的联轴器的连接螺栓,对轴系的转子对中情况进行了调整等。

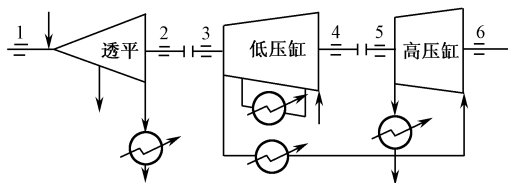


图4-34 机组布置示意图

检修后启动机组时,透平压缩机低压缸运行正常,而压缩机高压缸振动较大(在允许范围内);机组运行一星期后压缩机高压缸振动突然加剧,测点4和测定5的径向振动增大,其中测点5振动值增加2倍,测点6的轴向振动加大,透平压缩机低

压缸的振动无明显变化；机组运行两星期后，高压缸测点 5 的振动值又突然增加 1 倍，超过设计允许值，振动剧烈，危及生产，如图 4-35 所示。

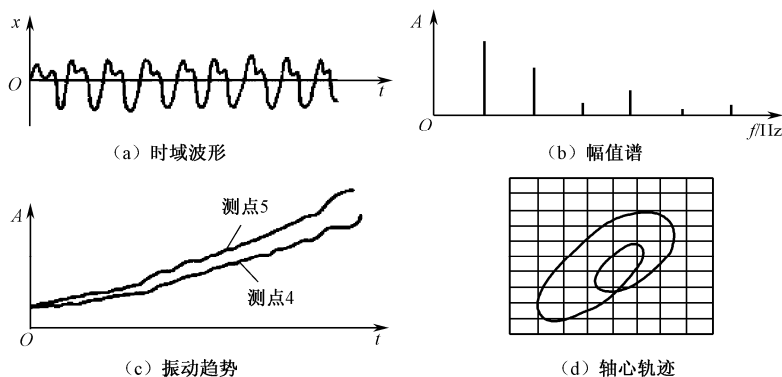


图 4-35 异常振动特征

压缩机高压缸主要振动特征如下所述。

- ✧ 连接压缩机高、低压缸之间的联轴器两端振动较大
- ✧ 测点 5 的振动波形畸变为基频与倍频的叠加波，频谱中 2 频谐波具有较大峰值
- ✧ 轴心轨迹为双椭圆复合轨迹
- ✧ 轴向振动较大
- 诊断意见：压缩机高压缸与低压缸之间转子对中不良，联轴器发生故障，必须紧急停机检修
- 生产验证：检修人员做好准备工作后，操作人员按正常停机处理。根据诊断结论，重点对机组联轴器局部解体检查后，发现连接压缩机高压缸与低压缸之间的联轴器（半刚性联轴器）固定法兰与内齿套的连接螺栓已断掉 3 三只。复查转子对中情况，发现对中严重超差，不对中量大于设计要求 16 倍。

(2) 不平衡故障：

#### 【故障特征】

- 频域：基频有稳定的高峰，谐波能量集中于基频，其他倍频振幅较小
- 时域：振动信号的原始波形为正弦波，其频率为转子工作频率。径向振动大
- 轴心轨迹：椭圆，正进动
- 振动强烈程度对工作转速的变化很敏感

#### 【诊断实例】

某大型离心式压缩机组蒸汽透平经检修更换转子后，机组启动时发生强烈振动。压缩机两端轴承处径向振幅达到报警值，机器不能正常运行。主要振动特征如图 4-36 所示。

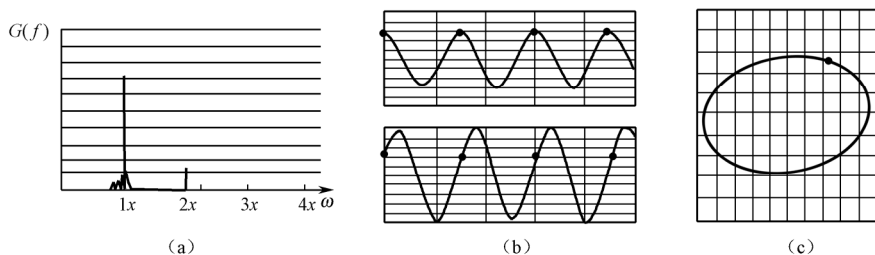


图 4-36 压缩机振动特征

由图 4-43 可见：①振动大小随转速升降变化明显；②时域波形为正弦波；③轴心轨迹为椭圆；④振动相位稳定，为同步正进动；⑤频谱中能量集中于 1 倍频，有突出的峰值，高次谐波分量较小。

- 诊断意见：根据以上振动特征，压缩机发生强烈振动的原因是由于转子不平衡造成的。检查该转子的库存记录，库存时间较长，因转子较重，保管员未按规定周期盘转，初步断定是转子动平衡不良造成的
- 处理措施：机组故障原因是转子不平衡，短期内不会迅速恶化。考虑到化工生产工艺流程生产不能中断，经研究决定，监护运行
- 生产验证：在加强监测的前提下维持运行，其振动趋势稳定，没有增大的趋势。维持运行一个大修周期（18 个月）后，在下次大修时更换转子并送专业厂检查，发现动平衡严重超标。

（3）滚动轴承故障：利用滚动轴承的振动信号分析诊断故障的方法可分为简易诊断法和精密诊断法两种。简易诊断的目的是为了初步判断被列为诊断对象的滚动轴承是否出现了异常；精密诊断的目的是要进一步确认在简易诊断中认为异常的轴承是否真的存在故障，并判断故障类别及原因。滚动轴承简易诊断法有振幅值诊断法、波形因数诊断法、波峰因数诊断法、概率密度诊断法、峭度系数诊断法等。

① **振幅值诊断法**：这里所说的振幅值是指峰值  $X_p$ 、均值  $\bar{X}$ （对于简谐振动为半个周期内的平均值，对于轴承冲击振动为经绝对值处理后的平均值）及方均根值（有效值） $X_{rms}$ 。

这是一种最简单、最常用的诊断法，它是通过将实测的振幅值与判定标准中给定的值进行比较来诊断的。

峰值反映的是某时刻振幅的最大值，因而它适用于像表面点蚀损伤之类的具有瞬时冲击的故障诊断。另外，对于转速较低的情况（如 300r/min 以下），也常采用峰值进行诊断。

均值用于诊断的效果与峰值基本一样，其优点是检测值较峰值稳定，但一般用于转速较高的情况（如 300r/min 以上）。

方均根值是对时间平均的, 因而它适用于磨损类的振幅值随时间缓慢变化的故障诊断。

② **波形因数诊断法:** 波形因数定义为峰值与方均根值之比 ( $X_p / \bar{X}$ )。该值也是用于滚动轴承简易诊断的有效指标之一。如图 4-37 所示, 当  $X_p / \bar{X}$  值过大时, 表明滚动轴承可能有点蚀; 而  $X_p / \bar{X}$  较小时, 则有可能发生了磨损。

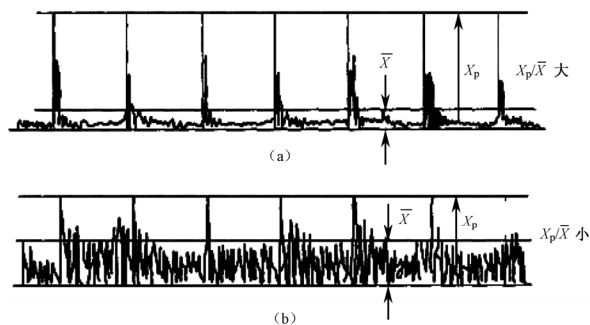


图 4-37 滚动轴承冲击振动的波形因素

③ **波峰因数诊断法:** 波峰因数定义为峰值与方均根值之比 ( $X_p / X_{rms}$ )。该值用于滚动轴承简易诊断的优点在于它不受轴承尺寸、转速及载荷的影响, 也不受传感器、放大器等一次、二次仪表灵敏度变化的影响。该值适用于点蚀类故障的诊断。通过对  $X_p / X_{rms}$  值随时间变化趋势的监测, 可以有效地对滚动轴承故障进行早期预报, 并能反映故障的发展变化趋势。当滚动轴承无故障时,  $X_p / X_{rms}$  为一较小的稳定值; 一旦轴承出现了损伤, 则会产生冲击信号, 振动峰值明显增大, 但此时方均根值尚无明显增大, 故  $X_p / X_{rms}$  增大; 当故障不断扩展, 峰值逐步达到极限值后, 方均根值则开始增大,  $X_p / X_{rms}$  逐步减小, 直至恢复到无故障时的大小。

④ **概率密度诊断法:** 无故障滚动轴承振幅的概率密度曲线是典型的正态分布曲线; 而一旦出现故障, 则概率密度曲线可能出现偏斜或分散的现象, 如图 4-38 所示。

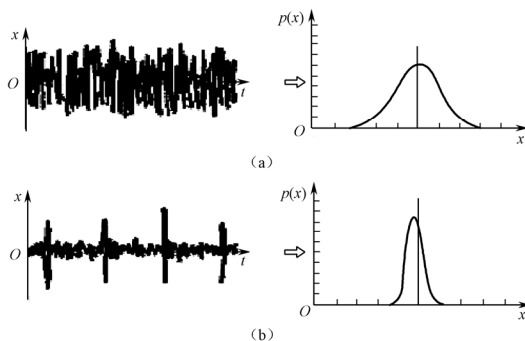


图 4-38 滚动轴承的损伤

⑤ **峭度系数诊断法**: 峭度 (Kurtosis)  $\beta$  定义为归一化的 4 阶中心矩, 即

$$\beta = \frac{\int_{-\infty}^{+\infty} (x - \bar{x})^4 p(x) dx}{\sigma^4} \quad (4-52)$$

式中,  $x$  为瞬时振幅;  $\bar{x}$  为振幅均值;  $p(x)$  为概率密度;  $\sigma$  为标准差。

振幅满足正态分布规律的无故障轴承, 其峭度值约为 3。随着故障的出现和发展, 峭度值具有与波峰因数类似的变化趋势。此方法的优点在于与轴承的转速、尺寸和载荷无关, 主要适用于点蚀类故障的诊断。

滚动轴承的精密诊断主要采用频谱分析法。由于滚动轴承的振动频率成分十分丰富, 既含有低频成分, 又含有高频成分, 而且每一种特定的故障都对应特定的频率成分。进行频谱分析之前, 需要通过适当的信号处理方法将特定的频率成分分离出来, 然后对其进行绝对值处理, 最后进行频率分析, 以找出信号的特征频率, 确定故障的部位和类别。

(4) 齿轮故障: 齿轮的故障诊断一般先采用简易诊断, 进行简易诊断的目的是迅速判断齿轮是否处于正常工作状态, 对处于异常工作状态的齿轮进一步进行精密诊断分析或采取其他措施。最常用的齿轮的简易诊断方法是振平诊断法和判定参数法。

① **振平诊断法**: 振平诊断法是利用齿轮的振动强度来判别齿轮是否处于正常工作状态的诊断方法。根据判定指标和标准不同, 可分为两种方法, 即绝对值判定法和相对值判定法。

绝对值判定法利用在齿轮箱同一测点测得的振幅值直接作为评价运行状态的指标。用绝对值判定法进行齿轮状态识别, 必须制定相应的绝对值判定标准, 以使不同的振动强度对应不同的工作状态。

相对判定标准要求, 将在齿轮箱同一部位测点在不同时刻测得的振幅与正常状态下的振幅相比较, 当测量值和正常值相比达到一定程度时, 判定为某一状态。比如, 当相对值判定标准规定实际值达到正常值的 2 倍时要引起注意, 达到 4 倍时则表示危险等。

② **判定参数法**: 判定参数法是利用齿轮振动的速度信号或加速度信号来计算出某一特征量, 根据其大小来判定齿轮所处工作状态的方法。

衡量设备振平值最直接的方法时计算信号的方均根值 (也称为有效值), 它能反映出一个设备的振动水平。类似的有量纲参数还有方根幅值、平均幅值、斜度及峭度等。不过这些有量纲参数值虽然会随故障的发展而上升, 但也极易受工作条件如转速、载荷等的影响, 有时很难加以区分。

为了便于诊断, 常用无量纲参数作为诊断指标。它们的特点是对故障信息敏感, 而信号的绝对大小和频率变化不敏感。这些无量纲参数有波形指标、峰值指标、脉冲指标、裕度指标、峭度指标等。这些指标各适用于不同的情况, 没有绝对的优劣之分。

简易诊断只能给出齿轮工作异常的可能性。在实际工作中，为了进一步甄别齿轮的故障，还需要对齿轮进行精密诊断。精密诊断主要是根据齿轮各种故障特征对振动信号进行频谱分析，包括选带傅里叶分析（细化谱分析）、倒频谱分析等，最终得出精密诊断结果。

以上的分析方法都是振动诊断领域内比较经典和常用的，它们对故障诊断非常有效。遗憾的是，其中的很多过程都必须由人工参与才能确定，而故障诊断技术的最终目标应该是由诊断设备实现全智能故障报警，但从轴承齿轮的精密诊断过程来看，FFT 谱图中的无关谱线太多，很容易掩盖故障特征谱，不利于软件自动报警的实现，这是振动信号自身的局限性造成的。另外，随着转速的改变，各类故障特征谱的位置也会跟着改变，这种不固定性同样会对智能诊断带来困难。因此，利用常规的振动分析方法来实现故障诊断技术的最终目标还需要相当长的时间。

## 2. 传动链机器的共振与故障诊断

经典物理学所述的共振，是指机械的转速（频率）与机械的固有频率相同时引发机械发生强烈振动的现象。

机械出现共振的原因主要有两个：一个是由机器的转动部件引起的，转子轴或轴系在转速范围内存在“临界转速”（即共振转速），这种现象至少在低速机械领域较少发生，因为机械设计者都明白需要把临界转速设计为机械的最高转速以上；另一个原因是机械的不转动部件引起的，支撑条件的“弹簧”刚度与机械的质量组成的谐振系统的谐振频率与机械的转速频率共振，这种现象较为多见。但二者有着相同的原理和自然规律。

机械的系统或其局部对于外作用的响应，可以用一个机械二阶系统描述，如图 4-39 所示。

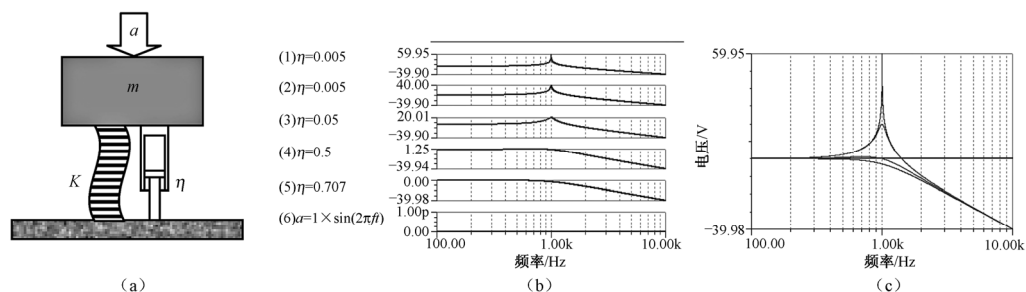


图 4-39 机械二阶系统的示意图及阻尼对共振幅度响应的影响

质量为  $m$  的机器，通过刚度为  $K$  的弹性支承和阻尼系数为  $\eta$  的减震器放置在基础上。机器受到加速度  $a=A \sin(2\pi ft)$  的作用，当作用的频率  $f$  等于由  $m$ 、 $K$ 、 $\eta$  联合决定的机器固有频率  $f_0$  时，便发生强烈的振动响应  $a_1$ 。固有频率  $f_0$  由下面的公式描述。

$$f_0 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{K}{m}} (1 - \eta^2) \quad (4-53)$$

由于阻尼系数 $\eta$ 很小,对于固有频率的影响甚微,故工程中常常忽略它的影响,而将固有频率公式简化为

$$f_0 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{K}{m}} \quad (4-54)$$

但阻尼对于共振的幅度影响却很大。图 4-39 所示的是二阶系统的共振增益受阻尼的仿真分析,它表明振动加速度将在共振峰频率上及其附近出现增益大于 1 的传输系数,即被放大;而在高于该频率后呈现下降的趋势。

反之,如果发现机器的振动 1 阶(转频分量)加速度在转速通过某特定转速时,出现超出常规的大幅度,而在越过该特定转速后振动加速度减小,则可以断定该特定转速就是该机器的共振转速。图 4-40 所示的是不同阻尼条件下谐振器对于冲击的响应及其响应的频谱。这就表明,对于静态的机器,如果它的阻尼不大,施加一个外部冲击,检测机器振动响应的频率,也能测定机器的共振频率。

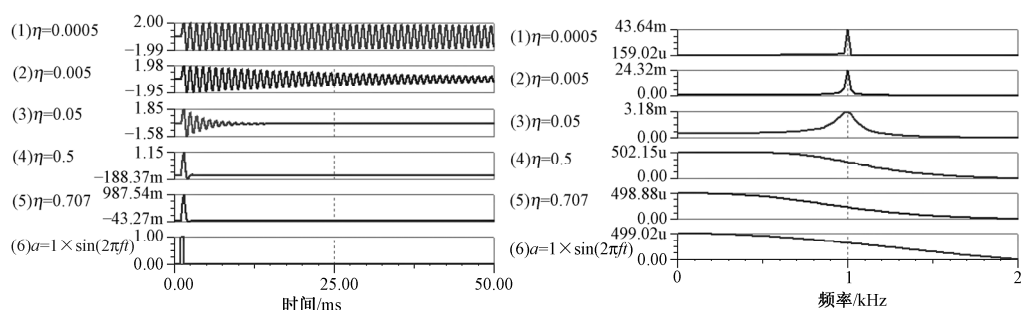


图 4-40 不同阻尼的谐振对于冲击的响应

使用上述两个方法都可以实现机器共振频率(和转速)的测定、诊断。

图 4-41 所示的是某风力发电机的发电机水平 1 阶振动随转速变化的趋势,表明在 1376r/min 附近发生共振。此类风力发电机在同时有不对中和转子平衡不佳时,往往因为在此发电机常用转速下的共振,导致发电机的金属橡胶弹性支撑的紧固螺栓断裂,进而引起更大的振动,对电机柔性联轴器和齿轮箱等部件造成严重的破坏而停机。

图 4-42 所示的是该力发电机的发电机垂直 1 阶振动随转速变化的趋势,表明在 1351r/min 和 1109r/min 附近有两个共振峰。这是因为,支撑发电机的金属橡胶弹簧的垂直刚度与水平刚度不同,还因为电机通过支撑耦合的基础质量的一部分参与垂直共振,所以垂直共振频率低于水平共振频率。



风力发电测试技术

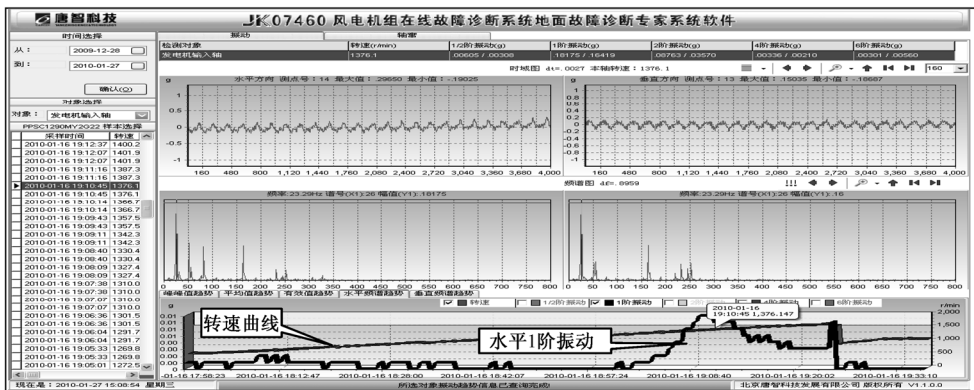


图 4-41 某风力发电机的水平 1 阶振动随转速变化的趋势（表明在 1376r/min 附近发生共振）

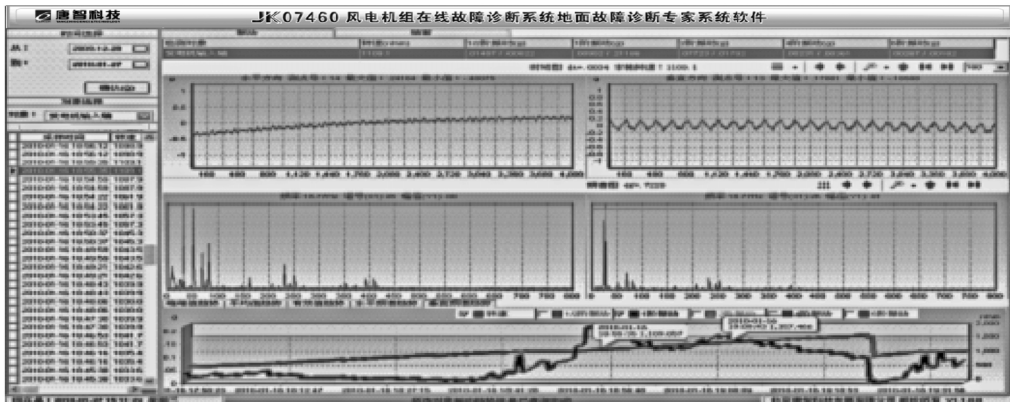


图 4-42 某风力发电机的垂直 1 阶振动随转速度变化的趋势  
（表明在 1109r/min 和 1376r/min 附近发生共振）

不仅进行变转速试验运转可以测试系统的共振转速和共振频率，利用在线安装  
的检测装置平时对风力发电机各种运行转速下的振动检测数据所形成的趋势曲线，  
也同样能够识别机器是否发生共振、共振转速是否变化，从而识别机器的引起共振  
而又易于破损的部件（如上述金属橡胶弹簧）是否损伤，因为支撑的金属橡胶弹簧  
损伤后，其刚度进一步下降，便引起其共振频率和转速下降。图 4-43 和图 4-44 所示  
的是大约一天的检测趋势，也同样表明发电机存在着变转速测试时所发现的共振及  
其转速。识别所存在的相对更大的振动是共振而不是其他原因的充分理由还在于：  
该转速下的振动频谱中，1 阶振动是主要内容，2 阶振动及其他阶次的振动不大于 1  
阶振动。



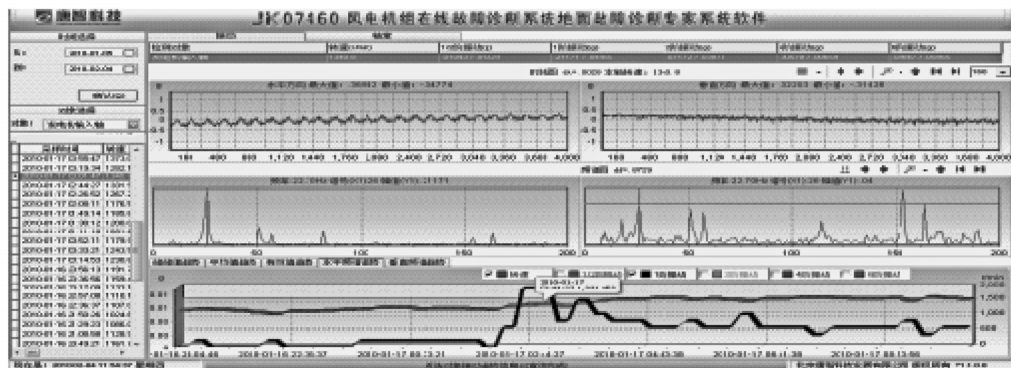


图 4-43 某风力发电机的水平 1 阶振动随转速变化的趋势（表明在 1331r/min 附近发生共振）

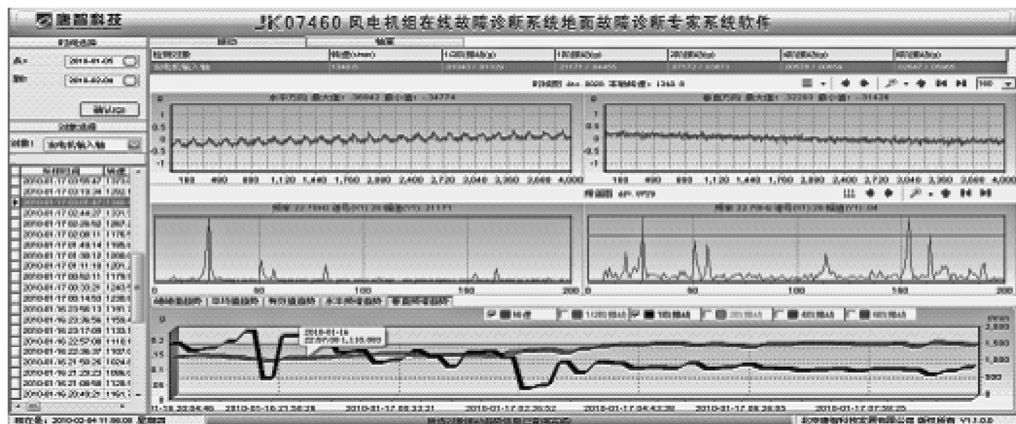


图 4-44 某风力发电机的垂直 1 阶振动随转速变化的趋势（表明在 1110r/min 附近发生共振）

显然，共振并不因不平衡、不对中是否存在而存在，它是系统结构缺陷的反应。

正因为共振是系统的结构缺陷所决定的，所以必须努力克服这种必然导致强烈振动的隐患。显然，让该系统的工作转速回避共振是不可能的，因为上例出现共振的转速正好落在风力发电机设计所确定的正常发电的转速范围内；根据共振频率的公式，降低系统质量  $m$ （如发电机的质量）也是不可能的；唯有改变支承装置的刚度  $K$  可以解决问题。对于风力发电机这类低转速机械，由于比发电机转速更低的转轴大量存在，所以把发电机的共振转速设计为低于并网发电的最低转速（如 900r/min 以下）实施所谓“超共振运转”也是不妥当的，因为可能齿轮箱内的某轴的正常运转转速下的振动频率正好落在发电机的共振转速频率上也将带来不利因素。所以，最佳的方案应当是，增加发电机支撑的刚度，使发电机系统的共振转速高于发电机的最高运行转速的 1.1~1.2 倍。

对于冲击激励所获得自由衰减振动，称为“广义共振”。因为它的振动频率也是

被激励系统的固有频率。在小阻尼情况下，激励所产生衰减振动方程为

$$x(t) = A_0 e^{-\beta t} \cos(\omega_1 t - \psi)$$

其振幅按方程  $A = A_0 e^{-\beta t}$  所示的指数规律随着时间的推移而减小。严格地说，这种振动是非周期性的，因为所谓周期性的振动是指幅度和时间都是周而复始地重复的振动，而自由衰减振动至少其幅度不是周而复始地重复的。但持续振动次数稍多时，波形的 FFT 分析得到的频率  $f_1$  十分接近于其峰值时间间隔（即周期）的倒数，在工程应用中可以忽略其误差，即可认为根据波形的 FFT 分析所得的频率就是谐振的频率  $f_1$ ，周期  $t_1 = 1/f_1$ 。如果不便对衰减振动波数较少的波形作 FFT 分析获得  $f_1$ ，也可以直接测量  $n+1$  个波峰之间的时间  $T$ ，通过计算得到  $t_1 = T/n$ 。例如，图 4-45 中测定的周期  $t_1 = 1\text{ms}$ 。

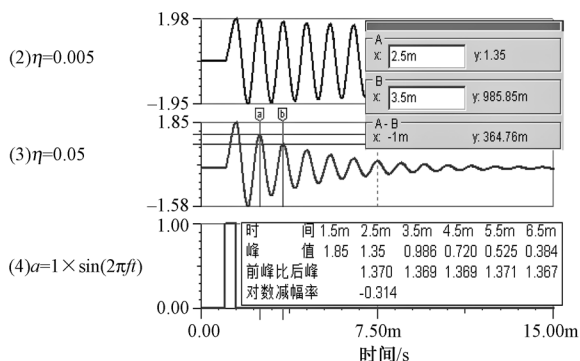


图 4-45 广义共振波的同侧前峰值与后峰值的幅度比

上述振动方程中的  $e^{\beta t}$  称为减幅率； $\beta = c/2m$  称为阻尼参变量，而对于微振动，速度一般不很大，介质阻力与速度一次方( $cV$ )成正比， $c$  为阻尼系数； $m$  则是图 4-39 中与线性弹簧联结构成简谐振子的集中质量。减幅率的自然对数称为对数减幅率，通常用对数减幅率  $\delta$  来量度位移峰值衰减的快慢，其定义是同侧相继两个位移峰值之比的自然对数；显然， $\delta = \ln(e^{\beta \tau}) = \beta \tau$ ，式中  $\tau$  是广义共振波的衰减时间，其获取需要对波形进行测量来解决。直接通过实验检测得到的波形测定  $\delta$ ，就可以计算阻尼参变量  $\beta = \delta/\tau$ 。利用上式即可求出  $c = 2m\beta$ 。

按照上述定义，以图 4-45 为例，广义共振波的同侧前峰值与后峰值的幅度比必然相同，测量值为 1.369，则对数减幅率  $\delta = \ln(1.369) = 0.314$ ，阻尼参变量  $\beta = \delta/\tau = 0.314/1\text{ms}$ ，阻尼系数  $c = 2m\beta = 0.628m/\text{ms}$ 。

遗憾的是，大型机械很难通过冲击激励得到自由衰减振动波，自然激励得到的又不能保证是单个激励产生的自由衰减波形，无法通过波形测定对数减幅率，从而也难以实现阻尼的测定。图 4-46 所示的是风机塔架在阵风激励下产生的广义共振波

形和频谱,共振频率容易测定(0.47Hz),而对数减幅率则不便测定,参与共振的质量 $m$ 也不能准确计算出来,因此通过对数减幅率测定机械阻尼的方法在大型机械上还是难以实施。

### 3. 传动链机器轴系不对中的故障诊断方法研究

各种机器通过联轴器连接实现功率传输,这是工程机械的主流集成形式。在同一台机器内部,如齿轮箱中,各轴的连接是通过齿轮或套齿联轴器来实现的,由于各轴均通过轴承安装在同一个机匣上,因而容易通过精确的加工保证轴的平行或同轴。但在两个机器之间的连轴则因没有那些可靠条件而易于发生不对中的现象。

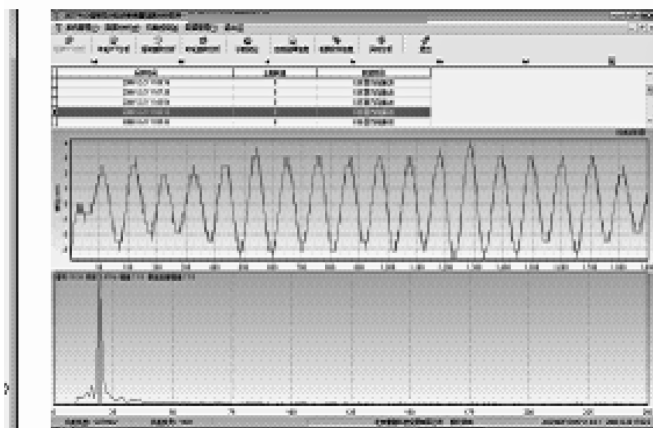


图 4-46 风机塔架在阵风激励下产生的广义共振波形和频谱

如果机器之间的对中良好,则两者的轴承和齿轮都处于理想的工作环境中,如图 4-54 所示。发生不对中的机器,虽然可能其转子的不平衡量不大,未必有很大的机匣振动,但因为有很大的“内力”而产生系列的破坏作用。如轴承单边的游隙消失,油膜破裂,运转产生高温,引起轴承滚道和滚动体金属疲劳,发生烧伤、剥离;齿轮啮合的齿隙消失,运转时引起更大的径向推力和轴向分力,齿面磨损、烧伤、胶合,齿根或齿沟裂纹,非推力轴承因齿轮径向力的轴向分力而超载损坏,如果还存在齿轮与轴承的不当匹配设计,则还可能引发轴承、齿轮的定点疲劳等。

不对中的方式,大体可以归纳为 3 种。图 4-47 所示的是平行不对中,即两台机器的轴是平行的,但轴心不重合,这是最常见的形式;图 4-48 所示的是角度不对中,即两台机器相连的两条轴处于同一个平面内,但两条轴心线之间的夹角不是  $180^\circ$ ;图 4-49 所示的是混合不对中,既有平行不对中因素,也有角度不对中因素。

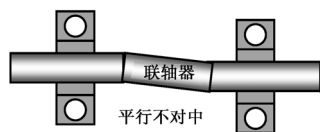


图 4-47 平行不对中

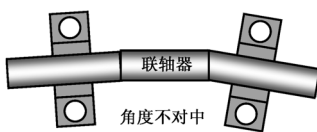


图 4-48 角度不对中

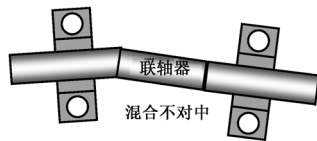


图 4-49 混合不对中

这些现象极易发生在风力发电机的增速箱与发电机之间。为了克服不对中对机器安全的危害，人们设计了柔性联轴器来缓解矛盾。但是，柔性联轴器的出现，反而使设计、制造维修者松懈了对中、调心操作，忽视机器安装基座的刚度，放松对机器安装支撑结构稳定性的保障。因此，不仅不对中现象不减，更引入了柔性联轴器时变刚度带来的问题。

由于不对中使传动系统附加了内力，以致两台机器的转子虽然只是稍有不平衡，运转的振动并不大，但也引起运转中发生破坏性的后果，严重影响机器的可靠性和寿命。因此，检测包括振动不大情况下的不对中，帮助维修工作者及时调心以消除或者减小不对中至可以容忍的范围是十分必要的。对中良好的轴系如图 4-50 所示。

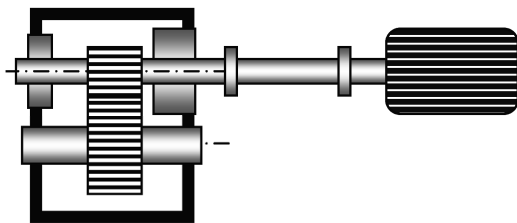


图 4-50 对中良好的轴系

**1) 不对中轴的振动** 假设轴承存在很小的可以忽略的游隙；转子不平衡力  $F$  较大；转子质量为  $m_1$ ，机器质量为  $m_2$ ；转子转动频率为  $f$ ，机器通过柔性机构支撑于底座上而在振动时不附加底座的质量，并假定机器的转子与机匣发生相同的振动。则有：

- 转子振动水平加速度： $a_{\text{水平}} = F / (m_1 + m_2) \times \sin(2\pi ft)$
- 转子振动水平的振幅： $x_{\text{水平}} = a_{\text{水平}} / (2\pi f)^2 = F / (m_1 + m_2) / (2\pi f)^2 \times \sin(2\pi ft)$
- 转子振动垂直加速度： $a_{\text{垂直}} = F / (m_1 + m_2) \times \cos(2\pi ft)$
- 转子振动垂直的振幅： $x_{\text{垂直}} = a_{\text{垂直}} / (2\pi f)^2 = F / (m_1 + m_2) / (2\pi f)^2 \times \cos(2\pi ft)$

实际上，由于油膜的缓冲作用，机器机匣的振动将略小于轴的振动。

分析上述状态下机器的水平、垂直振动，除了相位相差  $90^\circ$  之外，两者的加速度和振幅的量值相等，其振动轨迹是一个正圆，如图 4-51 所示。

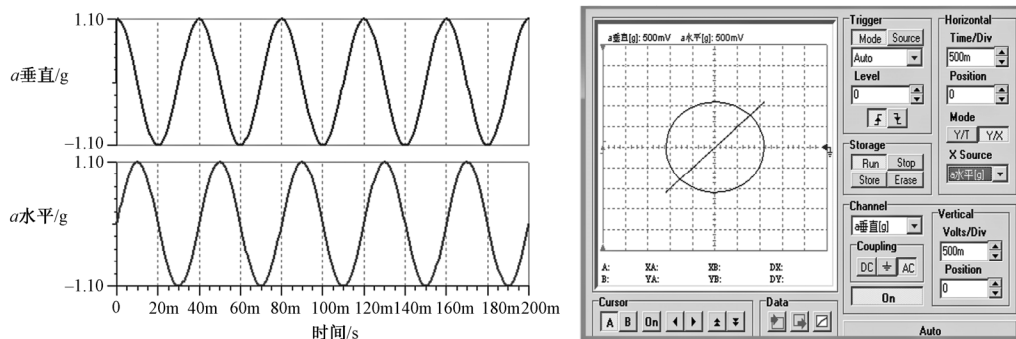


图 4-51 水平垂直振动相等时的波形和振动轨迹（正圆）

如果机器刚性地紧固在底座上，并且其总转速远低于共振转速，则除了因为附加底座的质量使得振动有所减小外，振动的特征几乎与上述相同。

但在转子质量较大而不平衡力较小时，转子的离心力不足以克服其重力，或者说，转子的振动加速度小于  $1g$  时，则垂直振动将较小而水平振动将较大；在机器安装的水平刚度小于垂直刚度时也会有相似的后果；在轴承的游隙较大而不平衡力较小时则更是如此。因此，一般机器的水平振动总是稍大于垂直振动，其振动轨迹是一个长轴水平的椭圆，如图 4-52 所示。但现场振动是复杂的，很少有如此规则的振动和轨迹。

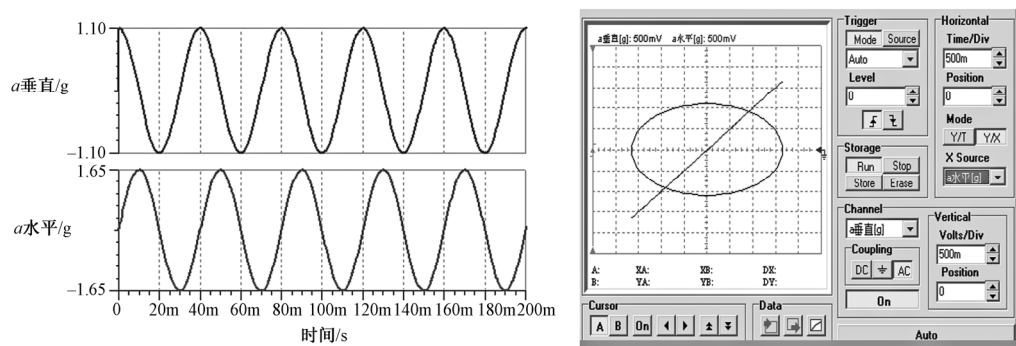


图 4-52 水平振动等于 1.5 倍垂直振动时的波形和振动轨迹（水平椭圆）

一旦发生不对中，轴承偏心侧消除了游隙。将轴偏心方向的这个平面定义为“轴平面”，图 4-53 所示的即是轴平面；而把与轴平面垂直的平面定义为“正交面”。

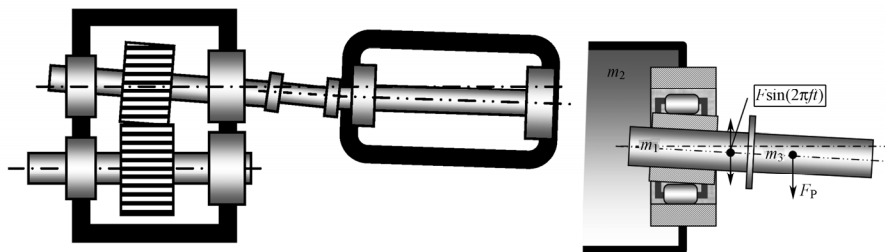


图 4-53 轴系不对中的示意图（本机转子质量  $m_1$ ，本机质量  $m_2$ ，柔轴质量  $m_3$ ，不平衡力  $F$ ，不对中拉偏力  $F_p$ ）

设图 4-53 所示转子质量为  $m_1=20\text{kg}$ ，机器质量为  $m_2=100\text{kg}$ ；联轴器等的质量为  $m_3=80\text{kg}$ ；如果转子不平衡力  $F=10\text{N}$ ，不对中的拉偏力  $F_p=5\text{N}$ ，转子以频率  $f=10\text{Hz}$  转动。则轴平面方向的“径向力”  $F_z=F\sin(2\pi ft)-F_p$ 。假设轴平面位于垂直面内，先忽略轴的重力，或者定义拉偏力  $F_p$  包括重力。通过受力状况的仿真分析，讨论转子发生在轴平面内的振动。

转子向下振动需要驱动自身质量  $m_1$ 、机器质量  $m_2$  和外部联轴器的质量  $m_3$ ，加速度  $a_-= (F\sin(2\pi ft)-F_p)/(m_1+m_2+m_3)$ （条件是： $F\sin(2\pi ft)-F_p$  为负值）；由于失去油膜的缓冲作用，机器的振动接近于轴的振动。

转子向上振动力  $F$  需要克服不对中的拉偏力  $F_p$ ，然后驱动自身质量  $m_1$  和外部质量  $m_3$ ，加速度  $a_+= (F\sin(2\pi ft)-F_p)/(m_1+m_3)$ （条件是： $F\sin(2\pi ft)-F_p$  为正值），由于存在油膜的缓冲作用，机器的振动小于轴的振动。

轴平面内的不平衡力、不对中拉偏力  $F_p$  与系统各部分质量与引起振动的仿真模型如图 4-54 所示。

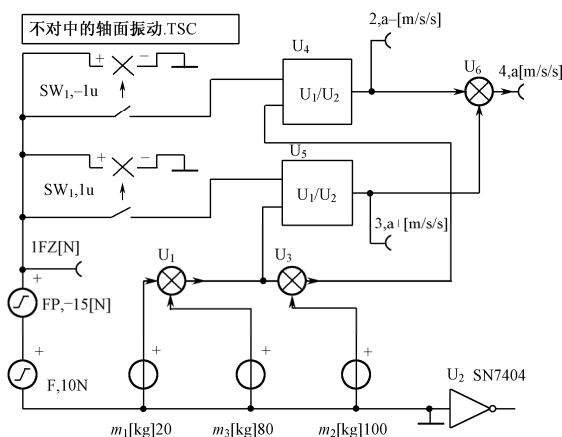


图 4-54 轴平面内的不平衡力、不对中拉偏力  $F_p$  与系统各部分质量与引起振动的仿真模型

由于不平衡力  $F$  大于不对中拉偏力  $F_p$ , 轴振动加速度出现偶数阶频谱, 如图 4-55 和图 4-56 所示。

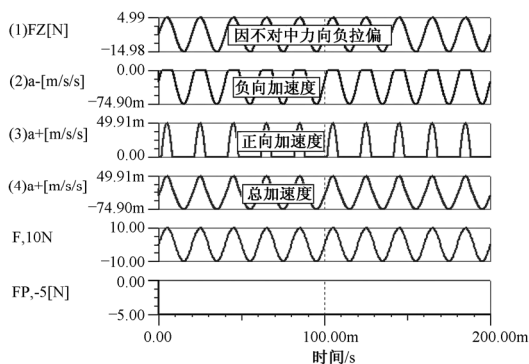


图 4-55 不平衡力大于不对中拉力时的振动波形

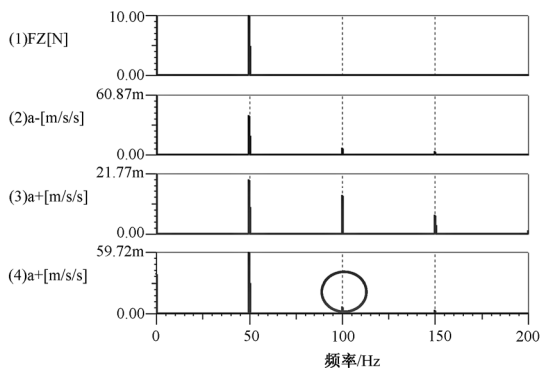


图 4-56 总振动加速度出现 2 阶及高阶频谱

总作用力“FZ”是不平衡力  $F$  和不对中拉偏力  $F_p$  之和。 $SW_1$  的阈值为  $-1\mu\text{N}$  开,  $0\mu\text{N}$  关; 旨在将负的合力  $FZ$  输出至除法器  $U_4$ , 以便除以由  $U_1$ 、 $U_3$  叠加输出的  $m_1+m_3+m_2$  全部质量, 得到对应负力时的负加速度  $a_-$ ; 之所以除以全部质量, 是因为向负方向的力将导致这三者的同向运动。 $SW_2$  的阈值为  $1\mu\text{N}$  开,  $0\mu\text{N}$  关; 旨在将正的合力  $FZ$  输出至除法器  $U_5$ , 以便除以由  $U_1$  叠加输出的  $m_1+m_3$  质量, 得到对应正力时的正加速度  $a_+$ 。因为向正方向的合力使轴离开机器下方, 只有两条轴参与运动。 $U_6$  则是求正负加速度的和。

如果不对中的拉偏力  $F_p$  大于转子不平衡力  $F$ , 则因为振动的总质量始终不变(等于  $m_1+m_2+m_3$ ), 总振动加速度将没有 2 阶频谱而只有 1 阶频谱, 如图 4-57 和图 4-58 所示。

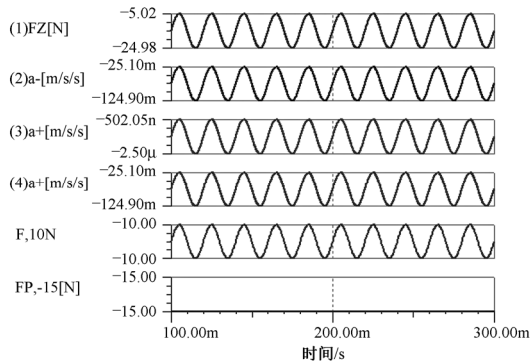


图 4-57 不平衡力小于不对中拉力时的振动波形

这就表明：如果不平衡力大于不对中的拉偏力，则轴的振动信号出现 2 阶及高阶频谱；如果不对中拉偏力大于转子的不平衡力，则轴的振动信号中只有 1 阶频谱而没有高阶频谱。

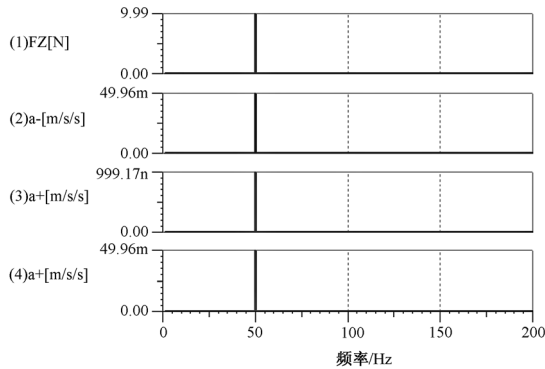


图 4-58 总振动加速度只有 1 阶频谱

基于上述分析，以从简到繁的方式，逐步纳入振动振幅与游隙决定的振动质量突变、轴承油膜的耦合作用与缓冲、振动突变引发冲击等，建立若干仿真模型来分析此类不对中状态下的轴的振动，然后讨论轴的振动向机匣的传递（因为常规振动检测是在机匣上进行的）。

图 4-59 所示的是模拟轴系对中、不平衡量很小从而振动也很小，并且轴系振动质量不改变、能够自由振动的模型。旨在验证模型基本环节的正确性。

假设不平衡量为 1N，轴平面旋转因子是 10Hz 的正弦波，总不平衡力  $F=1\text{N} \times \sin(2\pi f)$ 。

振动总质量 10kg，没有附加机器的质量。按照理论公式  $a=F/m$  计算，则应有：轴平面即偏心面加速度  $A=F/m=F/10=0.1\text{m/s}^2 \times \sin(2\pi \times 10)$ ；



轴平面即偏心面振幅  $X=A/(2\pi \times 10)^2=25.33 \mu\text{m} \times \sin(2\pi \times 10)$ 。

图 4-59 所示的仿真模型说明如下。

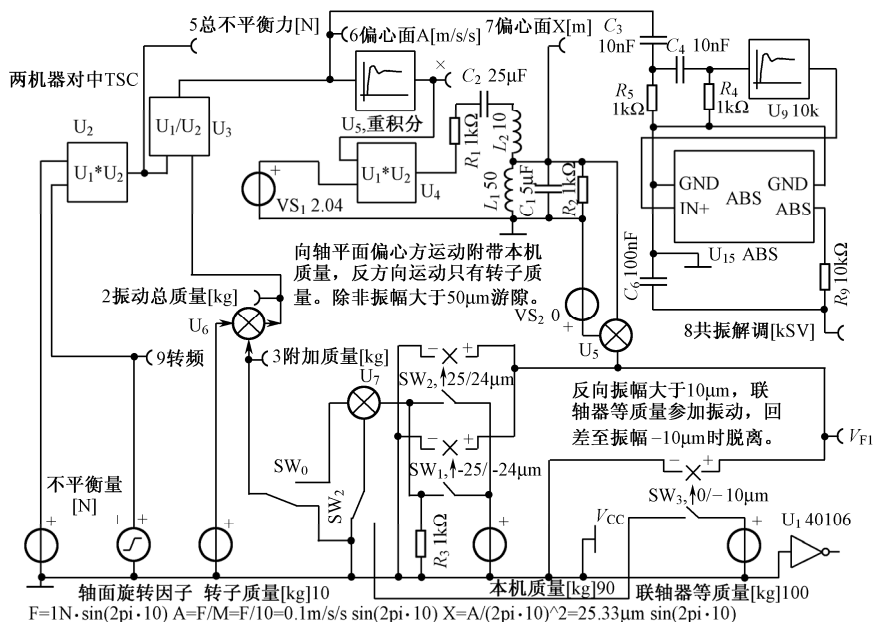


图 4-59 轴的振动模型（对中，小振动、不限位）

“不平衡量[N]”是一个用于给定不平衡量数值的发生器，后续的“1”表示不平衡力等于 1N。“轴面旋转因子”是一个幅度为 1 的简谐函数发生器，轴平面用正弦函数，则正交面用余弦函数。U<sub>2</sub> 是乘法器，旨在把不平衡量与轴面旋转因子相乘，输出轴平面所出现的振动力——“总不平衡力[N]”。U<sub>3</sub> 是除法器，把“总不平衡力[N]”除“振动总质量[kg]”，输出轴平面内轴的加速度（即“偏心面 A[m/s<sup>2</sup>]”）。图 4-59 中的“振动总质量[kg]”只含“转子质量[kg]”。“偏心面 A[m/s<sup>2</sup>]”振动加速度经过重积分器 U<sub>5</sub>、量值修正器 U<sub>4</sub>、LC 滤波器输出轴平面振幅（即“偏心面 X[m]”）。“偏心面 A[m/s<sup>2</sup>]”振动加速度还经过由 RC 高通滤波器、谐振频率为 10kHz 的广义共振器 U<sub>9</sub>、绝对值检波器 U<sub>15</sub> 和 RC 地通滤波器检测振动加速度信号中是否存在冲击，输出“共振解调 SV”。

图 4-60 所示的仿真计算得到的波形参数的对应幅度符合理论计算的结果。证明基本模型正确。下面，我们不仅考虑力，而且也考虑运动加速度、振幅及游隙对于振动的限制，作进一步的仿真分析。下列讨论中，立足于不对中的现象是消除了轴承在拉偏力方向的游隙，至于拉偏力的大小则没有作为显性变量，而是取一种临界状态：不平衡量改变时，不对中的偏心拉力也在改变，使得轴的振动总能出现质量改变。

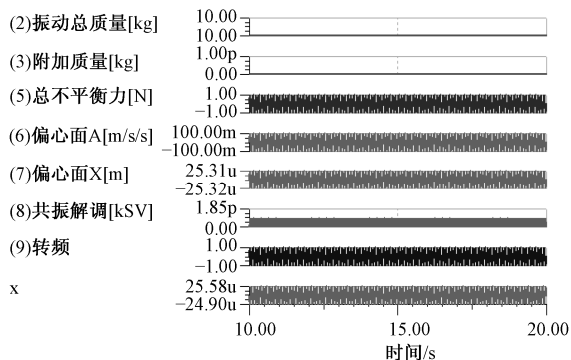


图 4-60 仿真的输入和输出 (输出符合理论计算)

(1) 不对中、微振动, 因为游隙限制振动而有限位时轴的振动。

仿真模型中，断开开关  $\text{SW}_0$ ，以实现不切入其他任何质量的操作。设不平衡量为  $0.5\text{N}$ ，它仅使自由转子运转时产生振幅  $12.66\mu\text{m}$ ，如图 4-61 和图 4-62 所示。这些振动小于轴承的游隙，转子上的轴承的内环不直接接触滚子，滚子不直接接触外环，而是通过油膜衰减将力传递到外环和机匣。由于不平衡力是正弦的，所以振动加速度、振幅都是简谐的，只有 1 阶频谱。

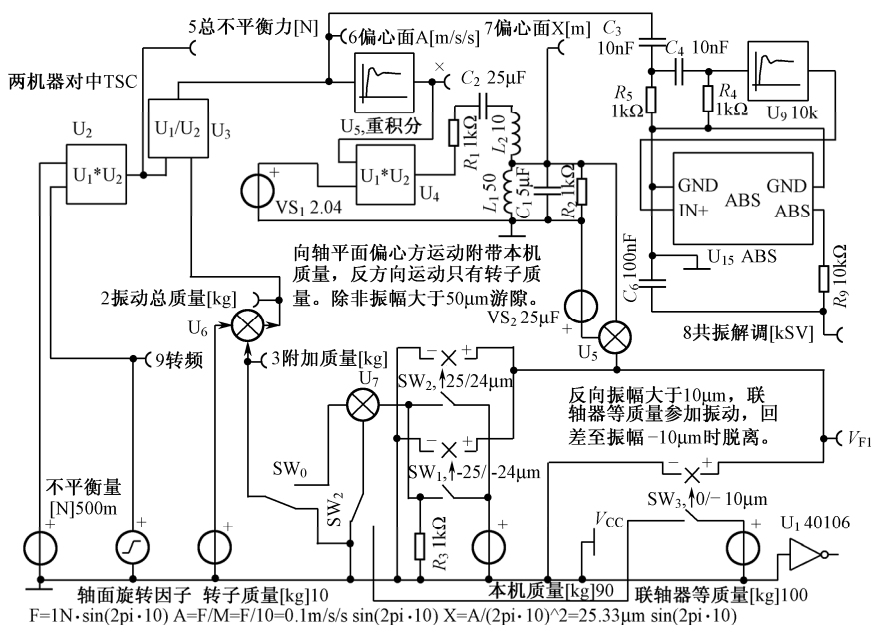


图 4-61 开关 SW0 不引入附加质量

(2) 存在微小不平衡力和临界不对中时的振动。

设轴承的总游隙设定为  $50\mu\text{m}$ ，不平衡力为  $0.5\text{N}$ ，如图 4-63 所示，由于不对中，轴承消除了不对中拉偏力方向的游隙，故将轴平面的振幅“偏心面  $X[\text{m}]$ ”通过  $U_5$  减去（即下移）由  $VS_2$  设定的  $25\mu\text{m}$ ，结果为  $VF_1$ 。开关  $SW_1$ 、 $SW_2$  分析该偏心的振幅信号发出改变振动质量的控制：若振幅及位移的总和达到  $-25\mu\text{m}$ ，则认为转子与本机的机匣通过轴承（下方）刚性接触， $SW_1$  将“本机质量”附加到转子上，振幅返回到  $-24\mu\text{m}$  时断开本机质量；若振幅及位移的总和达到  $25\mu\text{m}$ ，则转子与本机的机匣通过轴承（上方）刚性接触， $SW_2$  将“本机质量”附加到转子上，振幅返回到  $24\mu\text{m}$  时断开本机质量。这些附加质量通过  $SW_0$  输出，通过  $U_6$  叠加到“振动总质量”中。

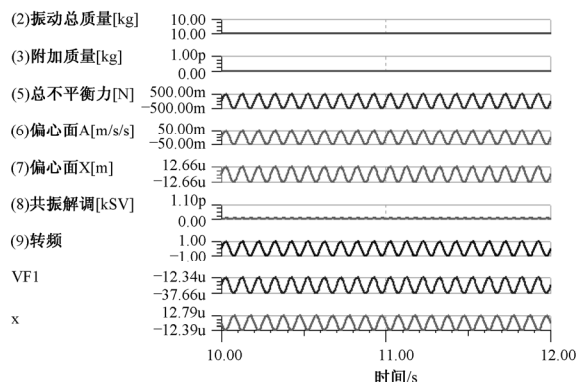
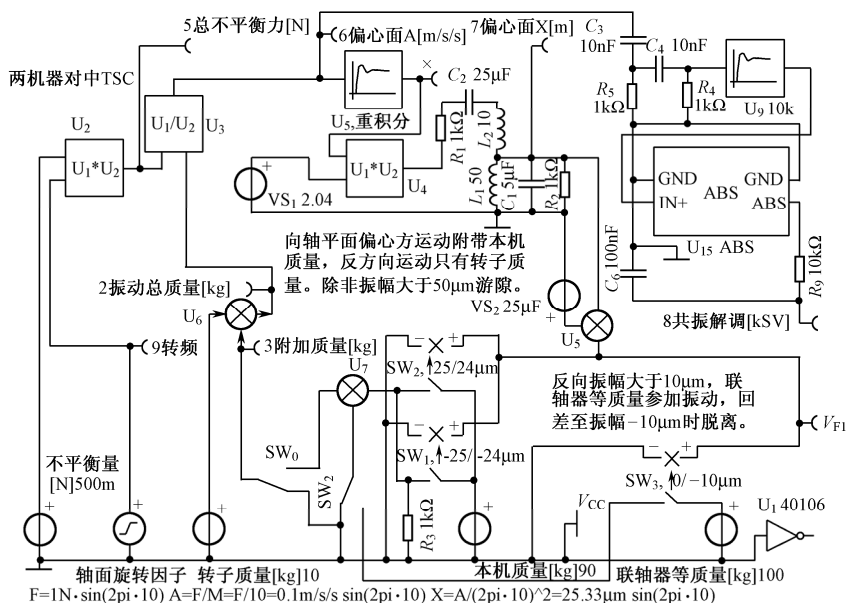
图 4-62 仅自由转子运转时产生振幅为  $12.66\mu\text{m}$  的振动

图 4-63 微不平衡、不对中轴的仿真

该不对中转子在运转时产生非线性振动和冲击。振动波形不便识别，下面通过对图 4-64 所示的振动波形的 FFT 分析来识别振动与冲击的特征，如图 4-65~图 4-67 所示。

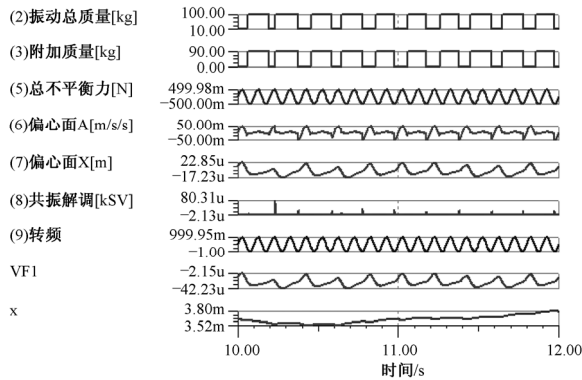


图 4-64 微不平衡、不对中轴的振动波形

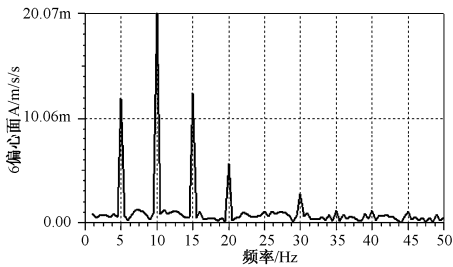


图 4-65 加速度出现  $n/2$  阶谱

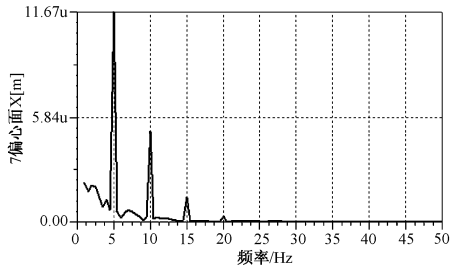


图 4-66 振幅出现鲜明的  $1/2$  阶谱

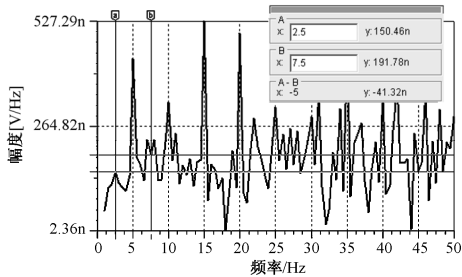


图 4-67 冲击主要是整数阶谱

- 所设转速频率为 10Hz，等于转速频率的谱线称为 1 阶谱
- 轴的振动加速度出现特别强的 1 阶谱和分明的  $1/2$  阶谱及其整倍数频谱
- 轴的振动振幅出现特别强的  $1/2$  阶谱，也存在 1 阶谱和  $1/2$  阶谱的少量整数阶谱
- 轴的振动信号中冲击成分较小，但存在转频的整数阶谱， $1/2$  阶谱的高倍奇数阶谱均分裂为高于和低于  $n/2$  阶谱的两条谱线

总的特征是，不对中的振动、冲击都出现 1/2 阶谱和小于 1 阶谱幅度的 2 阶谱。

(3) 对中、小不平衡量 (1N)、考虑振幅可能大于游隙时附加机匣质量时的特征如图 4-68~图 4-72 所示。

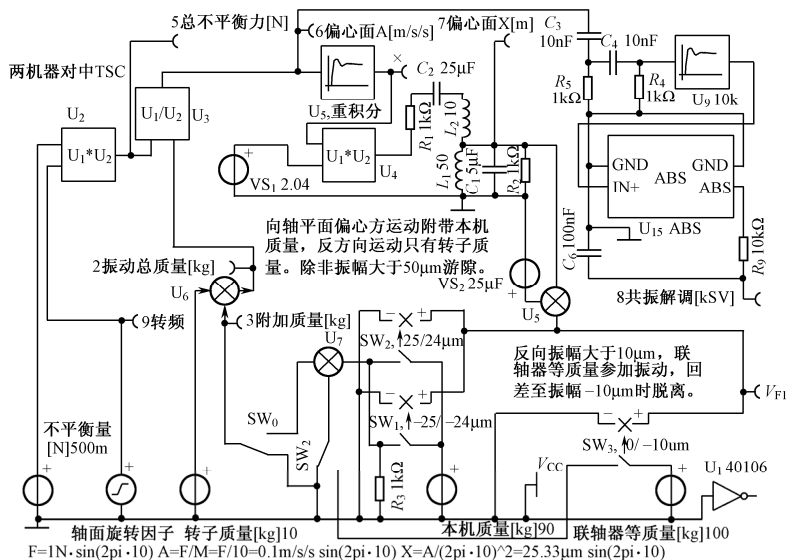


图 4-68 小不平衡、对中时的仿真

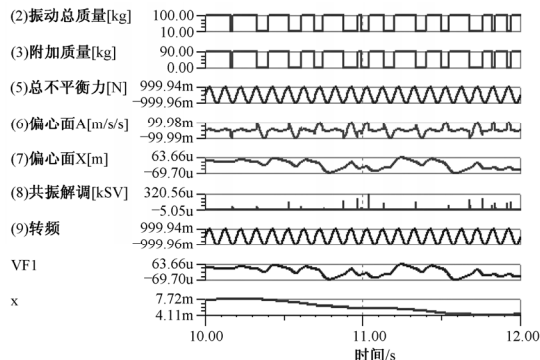


图 4-69 对应的振动波形 (附加质量常被切入)

- 轴的振动加速度出现很强的 1 阶谱和相对较小的 (1 阶/2) 和 (3 阶/2) 谱的少量整数阶谱
- 轴的振动信号中冲击成分较小，存在转频的整数阶谱，以及大量很强但缺少频谱规律的谱线

总的特征是，对中和小不平衡量的轴振动主要是 1 阶谱，分数阶及其整倍数的谱线不明显，冲击出现不鲜明的、可以忽略的 1 阶谱和杂散谱。

(4) 对中、大不平衡量 (5N)、考虑振幅可能大于游隙时附加机匣质量时的特征如图 4-73~图 4-77 所示。

- 轴的振动加速度出现很强的 1 阶谱和相对明显的 (1 阶/7) 谱的奇数倍谱
- 轴的振动振幅中出现很强的近似 (1 阶/7) 谱的奇数倍谱线
- 轴的振动信号中冲击成分较小, 存在 (2 阶/7) 谱的整数倍谱线

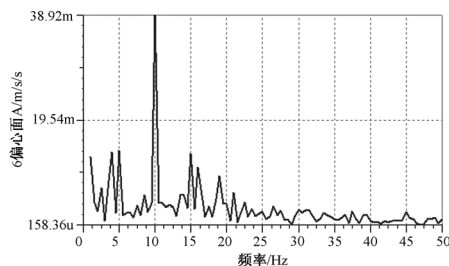


图 4-70 加速度主要是 1 阶谱

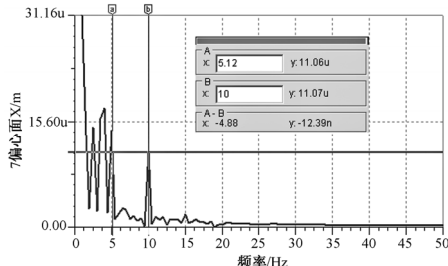


图 4-71 振幅出现比 1 阶大的 1/2 阶谱

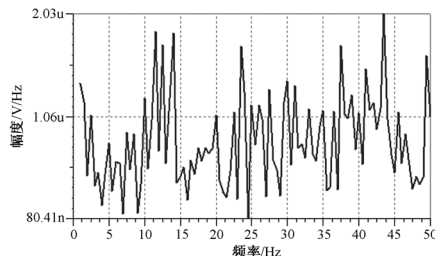


图 4-72 冲击主要是噪声 (略有整数阶谱)

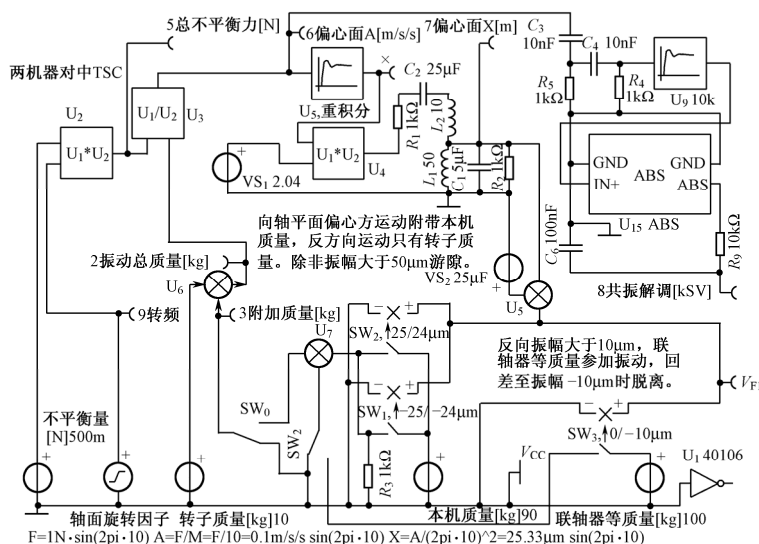


图 4-73 较大不平衡和对中时的仿真

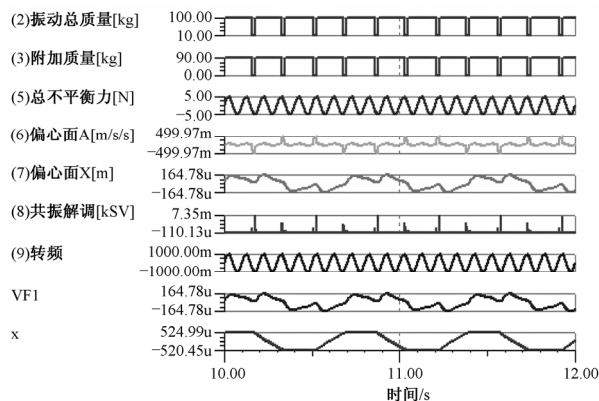


图 4-74 对应的振动波形，附加质量常被切入

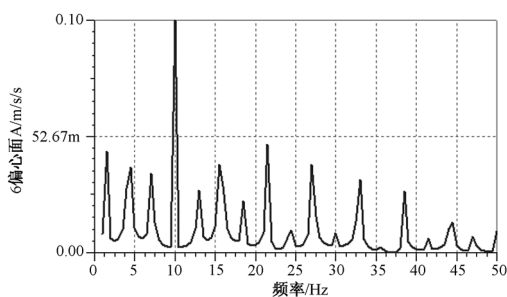
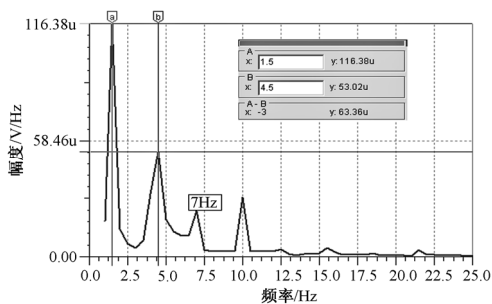
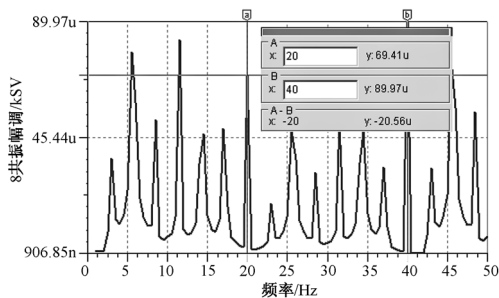

图 4-75 加速度主要是 1 阶谱，  
还有 (1 阶/7) 的奇数阶谱

图 4-76 振幅出现比 1 阶大的、  
近似 (1 阶/7) 大的奇数阶谱


图 4-77 冲击出现 (2 阶/7) 的整数阶谱，没有 1 阶

总的特征是，对中条件下和大不平衡量的轴振动存在 1 阶谱、(1 阶/7) 的奇数倍谱；冲击出现 (2 阶/7) 的整数倍谱。该 1/7 应当不是普遍规律，而是特例。一般规律可能是存在分数阶谱的整数倍谱。

下面分析不对中的情况下，微小的、较大的和大的不平衡量，考虑振幅可能大于游隙时附加机匣质量时的特征。

(5) 不对中、微小不平衡量 (0.5N)、有限时机器轴的振动分析如图 4-78～图 4-82 所示。

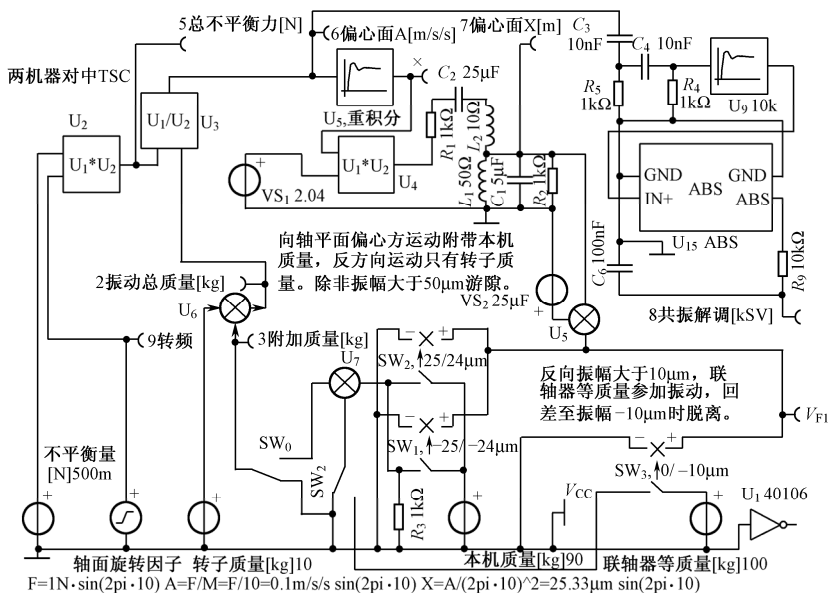


图 4-78 微小不平衡和存在不对中时的仿真

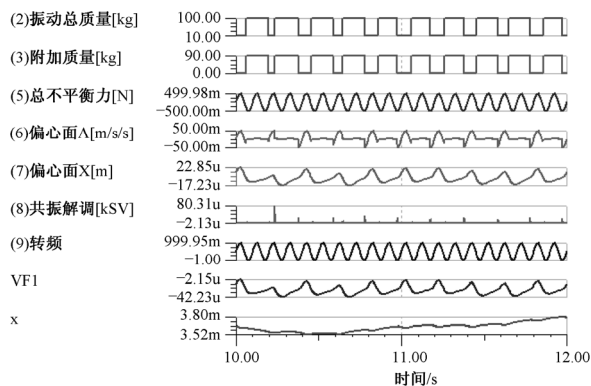


图 4-79 对应的振动波形（附加质量常被切入）

发生不对中的静态拉偏时，微小的不平衡力引起的振动（尤其是振幅）出现转频的（1 阶/2）谱及其整数倍谱。冲击出现微小的（1 阶/2）谱的整数倍谱。这将是现场的主要表现形式。



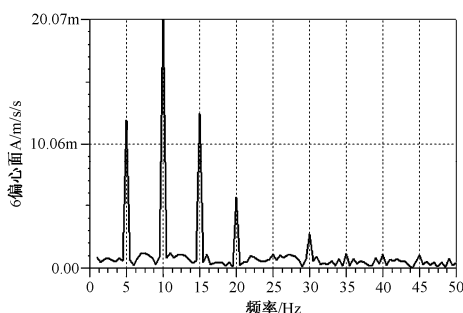


图 4-80 加速度主要是 1 阶谱，  
还有 (1 阶/2) 的整数倍谱

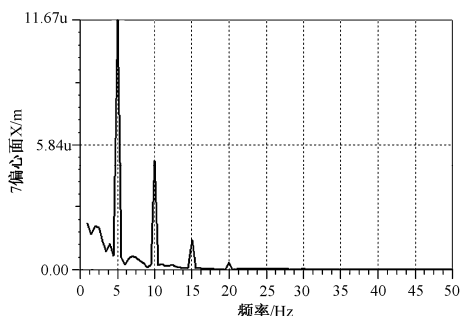


图 4-81 振幅出现 (1 阶/2) 大的整数倍谱

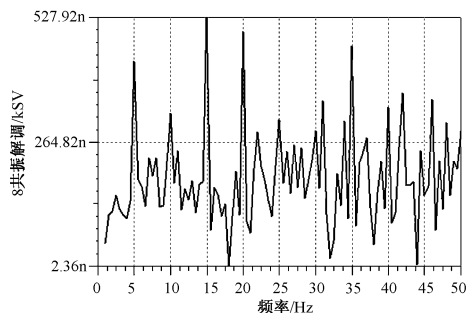


图 4-82 冲击出现 (1 阶/2) 的整数倍谱

(6) 不对中、大不平衡量 (10N)、有限时机机器轴的振动 (20s 分析) 如图 4-83～图 4-87 所示。

- 转子有大的不平衡量及存在不对中时，轴的振动加速度出现很强的 1 阶谱和相对明显的 (1 阶/9) 谱的整数倍谱
- 轴的振动振幅中出现很强的近似 (1 阶/9) 谱的整数倍谱线
- 轴的振动信号中冲击成分较大，存在 (1 阶/9) 谱的整数倍谱线

总的特征是，不对中条件下和大不平衡量的轴振动存在 1 阶谱、(1 阶/9) 的整数倍谱；冲击出现 (1 阶/9) 的整数倍谱。该 1/9 应当不是普遍规律，而是特例。一般规律可能是存在分数阶谱的整数倍谱。例如，图 4-88～图 4-90 是不对中、更大不平衡量 (20N)、有限时机机器轴的振动 (20s 分析)，表现为振动、冲击都存在 1 阶谱、(1 阶/10) 的整数倍谱。

上述分析的是轴的振动与冲击，而不是机匣的振动和冲击，也没有考虑机匣总是要通过油膜向轴承内环、转子耦合部分质量，更没有把联轴器的质量纳入分析。

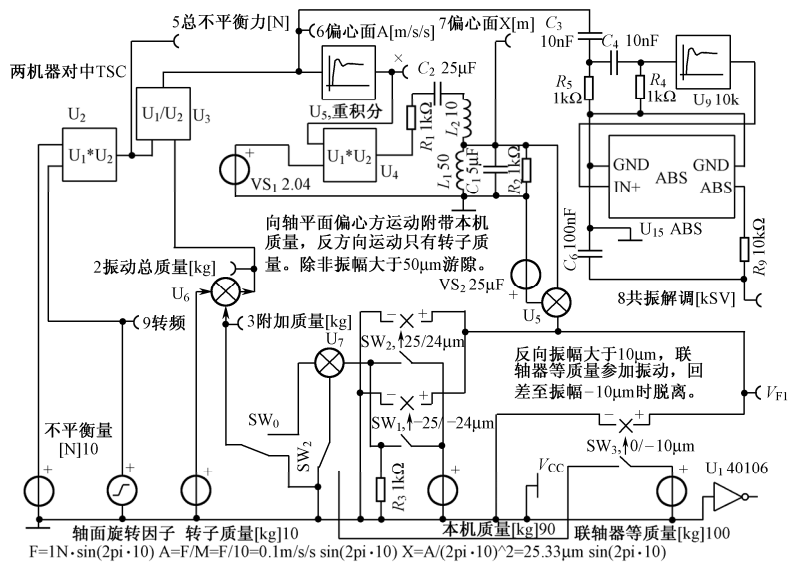


图 4-83 大不平衡量和存在不对中时的仿真

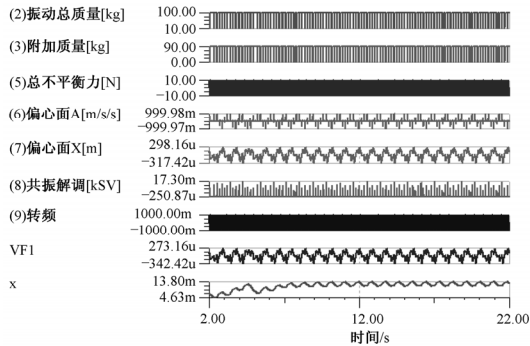


图 4-84 对应的振动波形（附加质量常被切入）

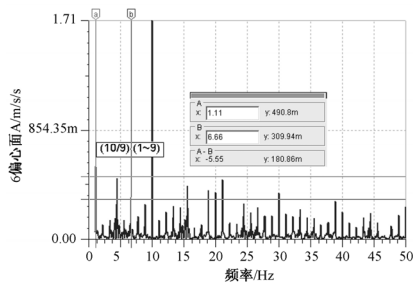


图 4-85 加速度主要是 1 阶谱，  
还有（1 阶/9）的整数倍谱

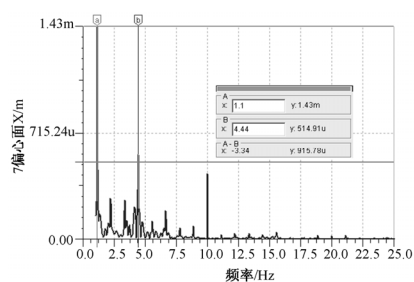


图 4-86 振幅出现（1 阶/9）大的整数倍谱

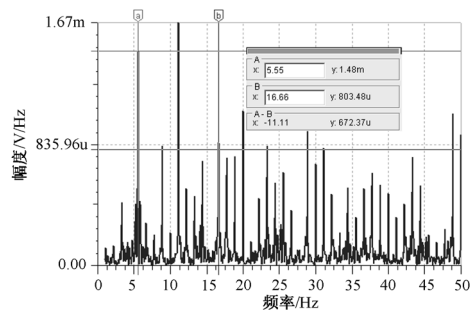


图 4-87 冲击出现（1 阶/9）的整数倍谱，1 阶谱很小。1 阶/2 不准确

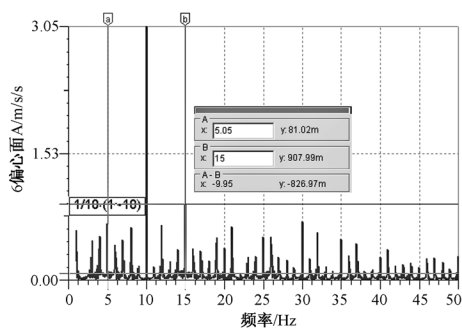


图 4-88 不平衡量为 20N 的加速度谱

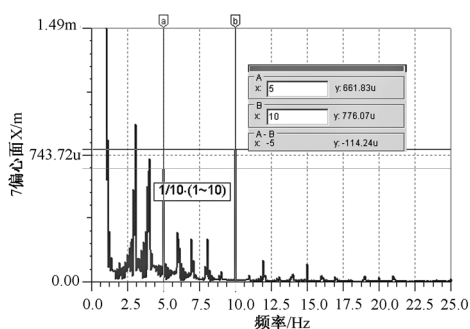


图 4-89 不平衡量为 20N 的振幅谱

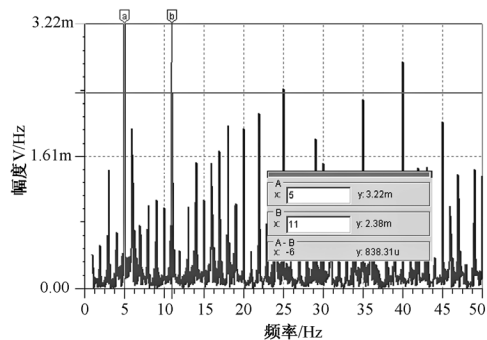
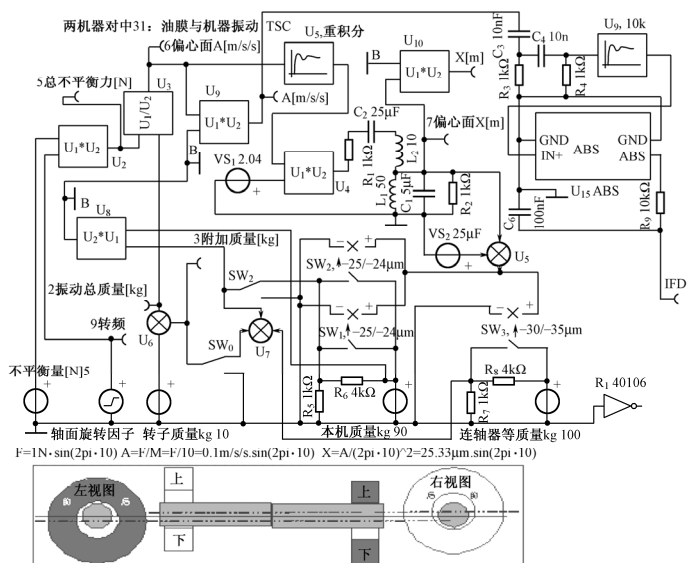
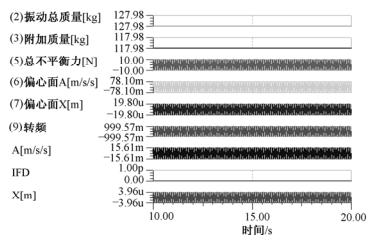


图 4-90 不平衡量为 20N 的冲击谱

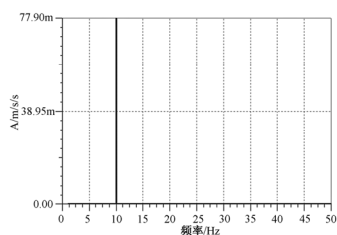
2) 不对中机器的机匣振动 下面建立一个更详细的模型，并改变对中状态和不平衡量作仿真分析，如图 4-91 所示。



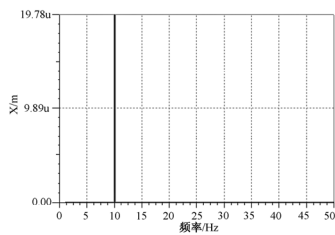
(a) 仿真模型



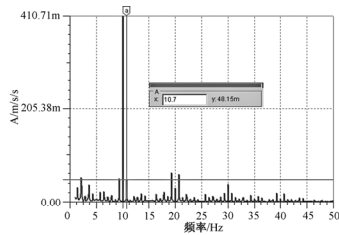
(b) 对中, 不平衡量10N, 振动波形



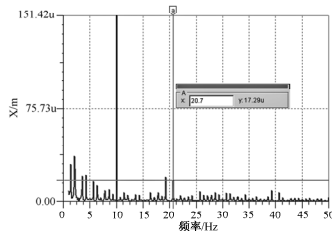
(c) 机匣加速度只有1阶谱



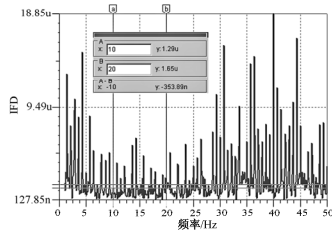
(d) 机匣振幅有1阶谱



(e) 对中, 不平衡量20N, 加速度由1阶, 出现2阶分裂谱



(f) 机匣振幅有1阶谱, 出现2阶分裂谱



(g) 机匣共振解调. 几乎没有整数阶谐波, 有大量(1阶/14)整数倍谱

图 4-91 仿真模型及模型说明

首先,认为无论机匣还是联轴器,都有  $1/5$  ( $R_6$ 、 $R_5$  和  $R_8$ 、 $R_7$  分压) 的质量通过油膜耦合到转子上,只有在振幅达到消除油膜厚度时,相关质量才全部耦合到转子上。由  $U_8$  求出机匣附加质量与其总质量之比  $B$ ,并由  $U_9$  求出机匣振动  $A$ =偏心面振动 $\times B$ 。联轴器在振幅 $-30\mu\text{m}$ 时切入、在 $-35\mu\text{m}$ 时退出,理由是造成本机器轴承偏心  $25\mu\text{m}$  的因素是联轴器相对本机器偏心 $-30\mu\text{m}$ 。对轴加速度“偏心面  $A$ ”作共振解调得到 IFD,因为冲击发生在轴与机匣之间,轴的冲击即是机匣受到的冲击; $A$  通过  $U_5$  重积分、 $U_4$  调节和  $LC$  滤波输出“偏心面  $X$ ”振幅;它乘以  $B$ ,得到机匣振动。

由图 4-91 可见,如果没有不对中问题,即使不平衡量达到  $10\text{N}$ ,机匣上有振动 1 阶,却没有冲击。

下面分析不对中条件下,各种不平衡量对应的振动、冲击,如图 4-92~图 4-98 所示。

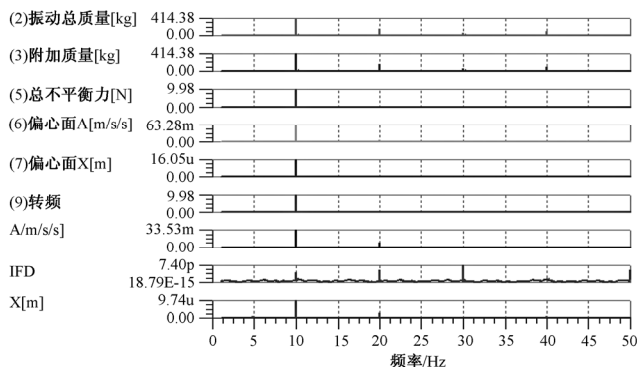


图 4-92 不平衡力 1N, 0~20s 的不对中 FFT 分析

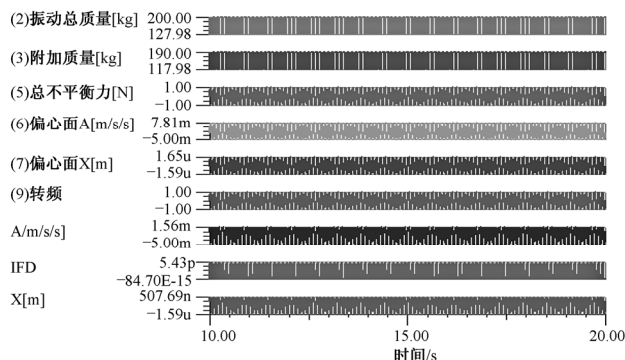


图 4-93 10~20s 的不对中稳定状态波形 (FFT 如下)

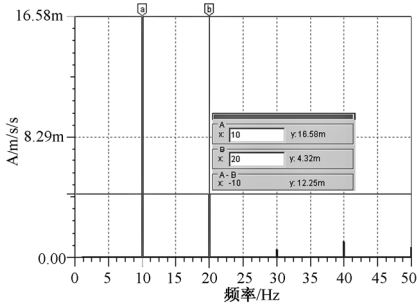


图 4-94 机匣加速度出现 2 阶频谱

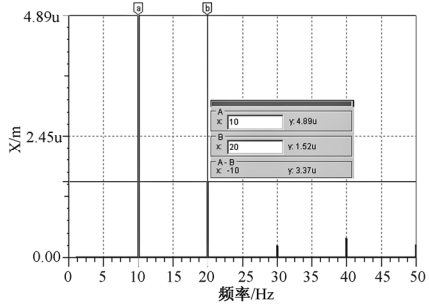


图 4-95 机匣振幅也出现 2 阶谱

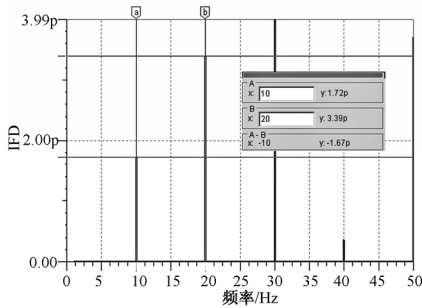


图 4-96 共振解调有微小多阶谱

图 4-99～图 4.104 是在不平衡力增大到 10N 时 10～20s 的对应频谱，由此能够得到不对中状态下机匣振动、冲击的频谱和幅值规律：

- 只要不平衡量引起的轴（轴承内环）振幅不超过游隙范围或游隙消失，就不引起非线性振动和冲击，轴系和机匣的振动加速度和振幅变度只有 1 阶谱，几乎没有冲击

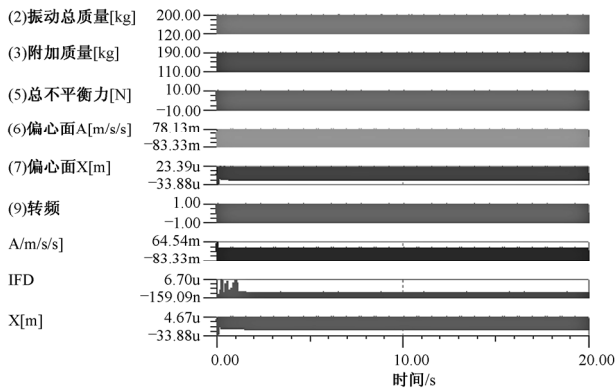


图 4-97 不平衡力 10N，0～20s 的波形

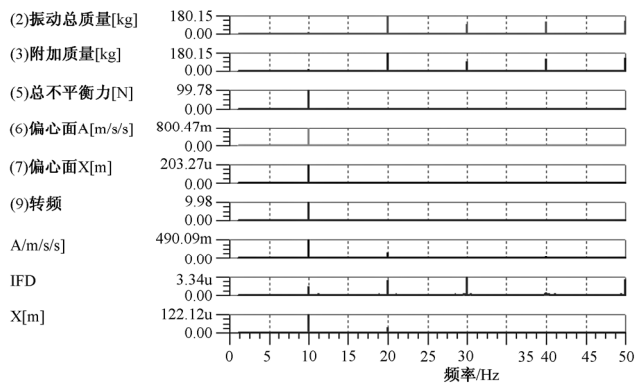


图 4-98 不平衡力 10N, 0~20s 的 FFT 分析

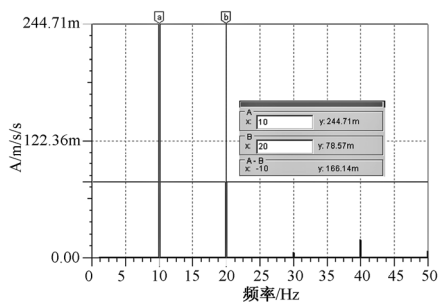


图 4-99 机匣加速度出现 2 阶频谱

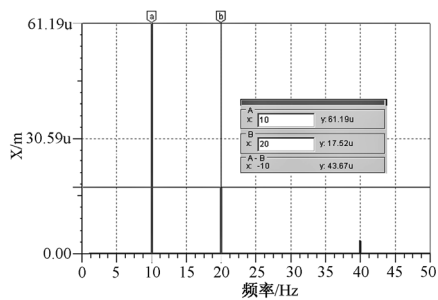


图 4-100 机匣振幅也出现 2 阶谱

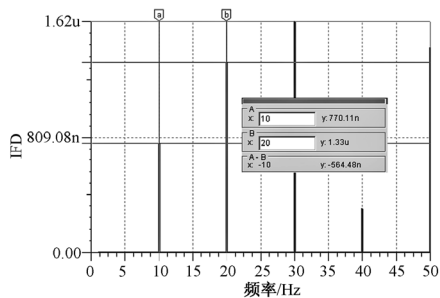


图 4-101 共振解调有较多阶谱

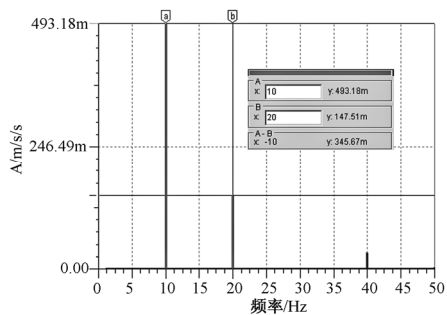


图 4-102 不对中, 加速度出现 2 阶谱

不平衡量 20N, 10~20s

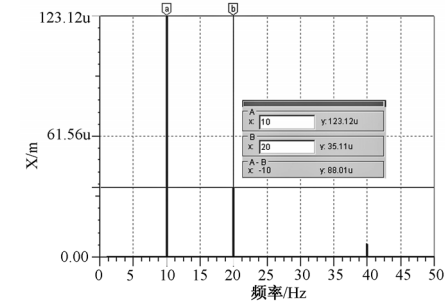


图 4-103 机匣的振幅有 1 阶谱，出现 2 阶

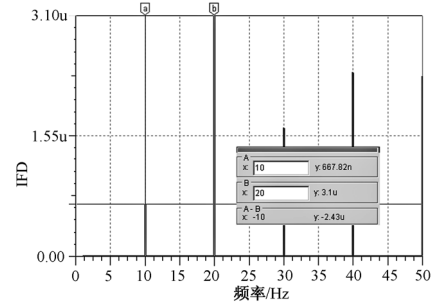


图 4-104 机匣的共振解调，有整数倍谱。2 阶谱突出

- 如果没有不对中问题，则只有在不平衡量很大的情况下，才会有比 1 阶振动小得多的 2 阶振动，甚至仅仅是“分裂谱”。这类振动只需根据 1 阶振动限制值发出报警，而不必顾忌是否有 2 阶振动
- 如果存在不对中，但不平衡量较小时，振动加速度约为 2 阶谱为 1 阶谱的 25%；随着不平衡量增大，2 阶谱上升到约为 1 阶谱的 30%~60%。但振幅的 2 阶谱始终约为 1 阶谱的 30%
- 共振解调对于不对中的识别特征：
  - ✧ 没有不对中，则几乎没有共振解调输出；特别大的不平衡量条件下的不对中，才出现  $n$ /高倍数的杂散谱
  - ✧ 存在不对中，而不平衡量很小时，没有共振解调输出
  - ✧ 存在不对中，且不平衡量增大时，共振解调的输出转频整数阶谱猛烈增加，而且 2 阶谱越来越突出

不对中的振动冲击频谱与不平衡量的影响仿真数据统计见表 4-3。

表 4-3 不对中的振动冲击频谱与不平衡量的影响仿真数据统计表

| 对中<br>状态 | 不平衡<br>力/N | 加速度 1 阶<br>/(mm/s <sup>2</sup> ) | 加速度 2 阶<br>/(mm/s <sup>2</sup> ) | 加速度 2<br>阶/1 阶 | 振幅 1 阶<br>/μm | 振幅 2 阶<br>/μm | 加速度 2<br>阶/1 阶 | 共振解调 1<br>阶 kSV  | 共振解调 2<br>阶 kSV |
|----------|------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------|---------------|---------------|----------------|------------------|-----------------|
| 1 对中     | 20         | 417                              | 分裂                               |                | 151           |               |                | 分裂冲击谱，(n/14) 冲击谱 |                 |
| 2 对中     | 10         | 77.90                            | 0                                |                | 19.78         | 0             |                | 0                | 0               |
| 3 不对中    | 1          | 16.58                            | 4.32                             | 0.26           | 4.89          | 1.52          | 0.31           | 1.72p            | 3.39p           |
| 4 不对中    | 10         | 244.71                           | 78.57                            | 0.32           | 61.19         | 17.52         | 0.30           | 770.11n          | 1330n           |
| 5 不对中    | 20         | 493.18                           | 147.51                           | 0.60           | 123.12        | 35.11         | 0.29           | 667.82n          | 3100n           |
| 状 4/状 3  | 10         | 35.88                            | 18.19                            |                | 12.51         | 11.53         |                | 447738           | 392330          |

上述特征在风力发电机增速箱与发电机之不对中状态检测方面得到了很好的验证。



齿轮箱高速轴输出端振动加速度,在高转速(1500r/min 以上)时,有明显的 2 阶振动大于 1 阶振动的规律,如图 4-105 和图 4-106 所示。在图示的 1505r/min 时刻,2 阶谱显著大于 1 阶谱。但对应转子的平衡却很好,如此突出的、几乎是最大的 2 阶频谱幅度也仅仅 0.085g。这就必然使得上述总结的“存在不对中,而不平衡量很小时,没有共振解调输出”这一规律得以证实:在该风力发电机振动这样小的情况下,共振解调不能发现或不能敏锐发现该不对中故障。而在另一台风力发电机上,却因为不仅 2 阶振动加速度大于 1 阶而认定不对中,而且共振解调也存在 2 阶谱,作为不对中的充分证明,如图 4-107 和图 4-108 所示。

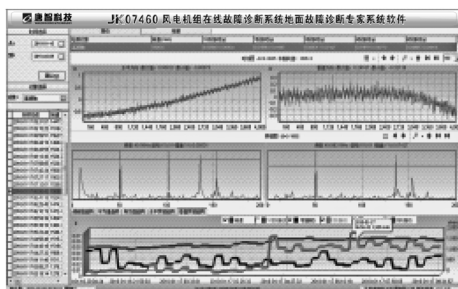


图 4-105 某风机齿轮箱输出端垂直振动,高转速时 2 阶高于 1 阶,表明存在不对中,但振动很小

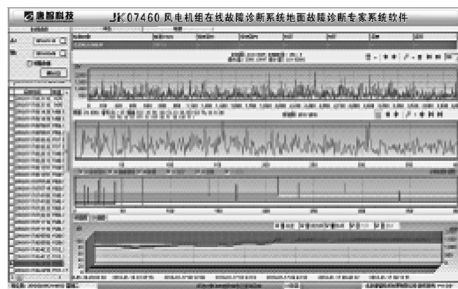


图 4-106 所能找到的该测点最明显的共振解调谱,却难以凭此确认存在不对中

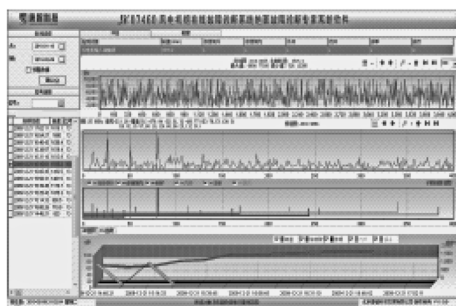


图 4-107 另一台风机发电机输入端却有明显的共振解调 2 阶谱,表明存在不对中

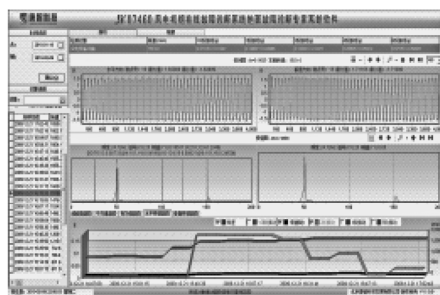


图 4-108 与图 4-107 对应的振动加速度不仅 2 谱高于 1 阶谱,而且振动达到 4g

由此归纳的有关不对中的检测、诊断方案是,不对中检测在转子平衡较好时主要应使用振动的 2 阶谱特征,如图 4-109~图 4-112 所示;在不平衡严重时,共振解调(IFD)出现的整数阶谱特别是 2 阶谱突出的特征可作为补充证据,如图 4-109 和图 4-110 所示。

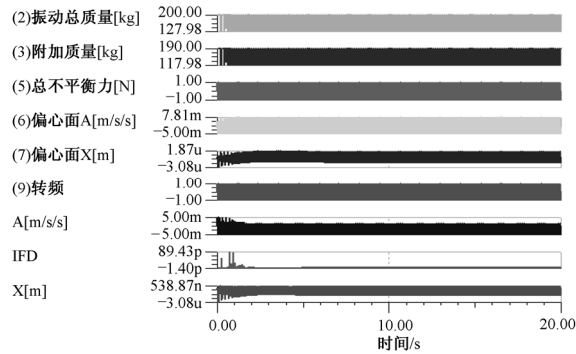


图 4-109 不轴系不对中的波形（平衡力 1N）

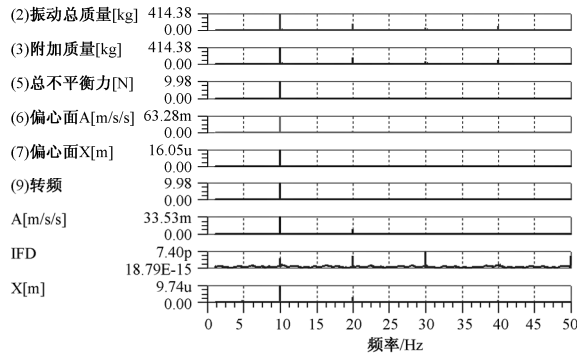


图 4-110 图 4-109 所示振动的 2 阶谱特征明显，共振解调及其 2 阶谱特征虽存在，但量值十分微弱

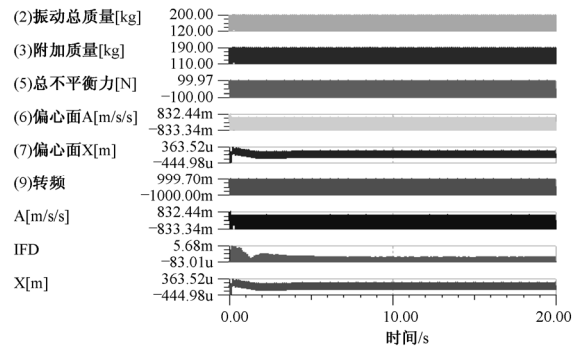


图 4-111 不轴系不对中的波形，不平衡力 100N，较 1N 时增大  $10^2$  倍

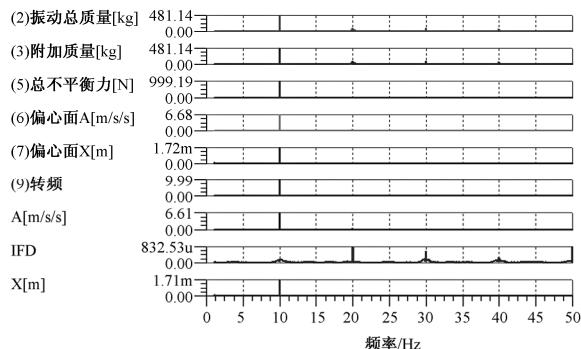


图 4-112 图 4-111 中失去了振动 2 阶谱特征，共振解调的 2 阶谱特征却充分表现：较 1N 时增大  $10^8$  倍

**3) 不对中机器的轴面与正交面的机匣振动** 前面的讨论都局限于平行或角度不对中的轴所在的平面——轴平面内。事实上，该轴平面在何方事先并不知道，而这也是有待测定的内容。在机匣上检测振动通常安装与轴垂直的、相对地理坐标的垂直—水平传感器，但不对中轴平面却未必与安装水平—垂直振动传感器的平面重合，所以不能用水平—垂直传感器信号来讨论轴平面、正交面的振动，而是先（虚拟地）讨论轴平面、正交面的振动，然后与垂直、水平面联系起来。

图 4-113 所示的是轴平面与正交面振动的联合仿真模型。左半部分的“轴面方向”与此前讨论的轴平面模型完全等效，右半部分的“正交方向”模型说明如下。

正交面振动的不平衡力与轴平面的完全相同，但旋转因子不同，轴平面的旋转因子为正弦波，则正交面的旋转因子为余弦波。由于正交面没有受到不对中的拉偏力作用，所以减法器  $U_{51}$  的减数  $VS_3=0$ 。同理，联轴器的质量全部切入所本机的轴质量一起参与振动的限制值，则设为：正方向  $10\mu\text{m}$  时切入， $9\mu\text{m}$  时退出；负方向  $-10\mu\text{m}$  时切入， $-9\mu\text{m}$  时退出。其理由是，认为联轴器的柔性范围是  $\pm 10\mu\text{m}$ ，若大于此范围，联轴器的质量就附加到本机轴的质量中参与振动。

由于不知道轴平面、正交面是否为传感器的水平面或垂直面，但可以把它们叠加起来研究叠加信号的规律，等效于把垂直水平信号叠加起来研究其规律。为此，把“轴面 A”和“正交 A”用  $U_{14}$  叠加为 A，把“轴面 X”和“正交 X”用  $U_{16}$  叠加为 X，把“轴面 IFD”和“正交 IFD”叠加为“IFD”。然后，改变“不平衡量”，对所有部件的质量按照预设的切入控制方式自动操作，研究其振动冲击信号，如图 4-114 和图 4-115 所示。

由图 4-114 可见，在不平衡力很小 ( $F=1\text{N}$ ) 时，正交面没有发生冲击，轴平面则发生冲击；叠加的加速度、振幅和共振解调 (IFD) 信息表征了不对中的主要、重要信息特征。这就为确定是否发生不对中提供了简化诊断决策的条件，即只需分析叠加信号进行单独决策，防止了分别分析水平、垂直信号之后进行联合决策的烦琐的工作。

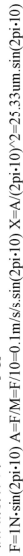


图4-113 轴平面与正交面振动的联合仿真模型

由图 4-115 可见,在不平衡力较大( $F=10\text{N}$ )时,正交面没有发生冲击,轴平面则发生冲击;叠加的加速度、振幅信息表征了不对中的主要、重要信息特征。这就为确定是否发生不对中提供了简化诊断决策的条件,即只需分析叠加信号进行单独决策,防止了分别分析水平、垂直信号之后进行联合决策的烦琐的工作。但共振解调(IFD)的叠加信息却被正交面的不明晰的特征掩盖。因此,凡是叠加特征不明显时,还需要识别原始信号是否具有不对中的特征。

上面的联合分析表明:

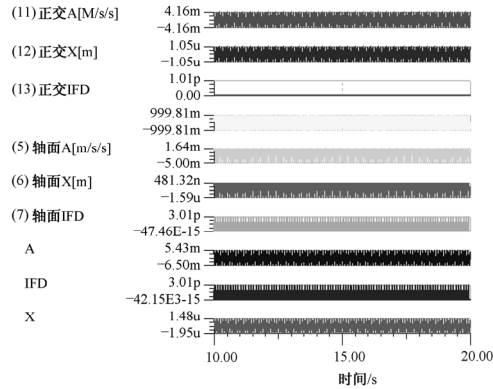
- 不对中出现 1 阶/2 的谱线特征,主要发生在正交面,而不在轴平面
- 不对中出现 2 阶谱的特征,主要发生在轴平面的振动加速度和振幅信息中
- 不对中出现整数阶谱和突出的 2 阶谱特征,主要发生在轴平面的冲击信息中,谱线清晰;而在正交面的冲击谱中,则失去奇数阶谱,突出偶数阶谱,具有大量杂散谱线,使得谱图中的特征信息信噪比很差

了解了这些规律,就为识别现场工程测试中的振动、冲击频谱提供了根据。由于现场测试的信息既不是轴平面信息,也不是正交面信息,而是垂直、水平振动和冲击信息,它们都可能既含有轴平面信息也含有正交面信息,以致信息时常表现出上述的叠加信息特征——无论水平或垂直振动中和在叠加的振动中,除了 1 阶谱外,还都有 2 阶谱和接近于 1 阶/2 的谱;在垂直、水平和叠加的 IFD(共振解调)信息中,可能获得清晰的特征频谱,也可能整数阶谱特征不明晰,或者 2 阶谱突出的特征也不明晰。图 4-116 所示的是现场测试的振动加速度信息的这种表现。图 7-59、图 7-60 则是叠加的 IFD 信号的这种表现。

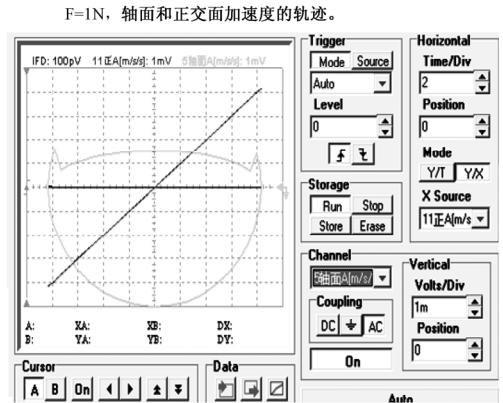
一种可能识别不对中方向即“轴平面”方向的途径,是统计转速不变的一个时段中水平振动与垂直振动的李萨如图形,如果水平垂直的坐标比例相同,则该图形的空心圆的长轴方向就是不对中的方向。图 4-117 所示的轨迹是在上述的仿真模型中设不平衡量  $F=100\text{N}$  的条件下(见图 4-118,将“正交 A”作为图示的水平轴信号,将“轴面 A”作为图示的垂直信号而获得的。图示的空心卵圆形的尖端指向,就是原先设计的不对中拉偏方向。

将现场测试得到的水平、垂直振动样本信号作出李萨如图形,可以方便地看出不对中的拉偏方向。但因为风机的振动比较复杂,除了转子的不平衡与不对中引起的振动外,还随着风机塔架低频振动,随着叶轮、主轴低频振动等(见图 4-116 中的时域波形)。那里的电机输入端、齿轮箱输出端的长度为 4096 采样点的样本对应的时间,是电机轴转动 25.6 周的时间(每转一周采样跟踪 160 次),在每个样本中都有不足一个周期的缓慢变化(斜变)的振动。它们将影响所得轨迹图的质量和可读性。因此在做轨迹图之前,应当用转速跟踪滤波器滤除(0.4 倍转速频率)以下的振动信号。

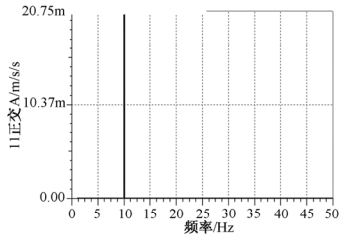
图 4-119~图 4-121 所示的是某风机的电机输入端垂直、水平振动单个样本处理为轨迹图的示例。



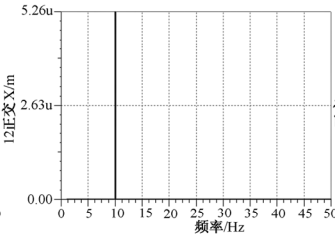
(a) 仿真输入与输出



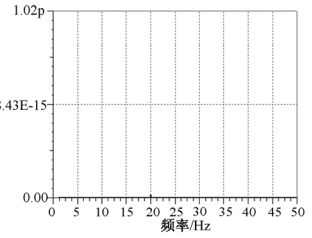
(b) 轴面和正交面加速度的轨迹



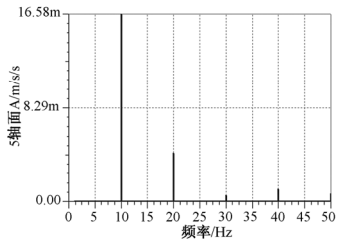
(c) 正交面简谐振动 ( $A=20.75\text{mm/s}^2/5$ )



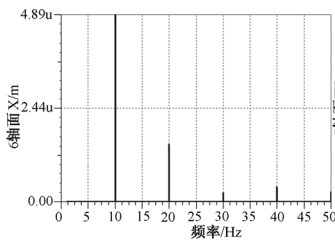
(d) 正交面简谐振动 ( $A=5.26\mu\text{m}/5$ )



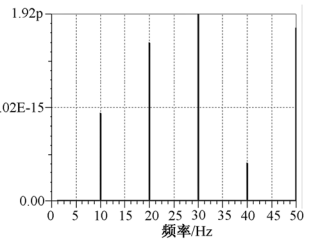
(e) 正交面没有冲击 (IFD=0)



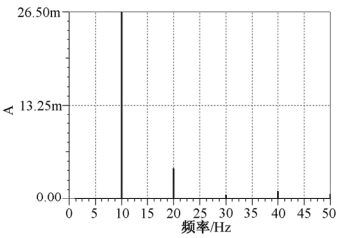
(f) 轴平面加速度出现2阶振动



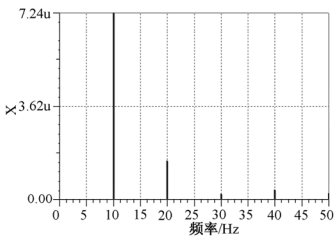
(g) 轴平面振幅出现2阶振动



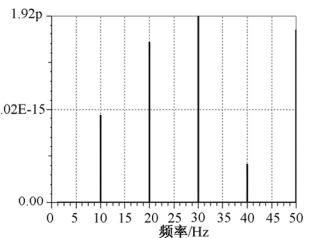
(h) 轴平面IFD出现整数阶冲击谱



(i) 叠加加速度出现2阶振动



(j) 叠加振幅出现2阶振动



(k) 叠加IFD出现冲击整数阶

图 4-114 不平衡力=1N 时的轴平面和正交面的振动和冲击  
(绿轨迹常轴方向为偏心方向)

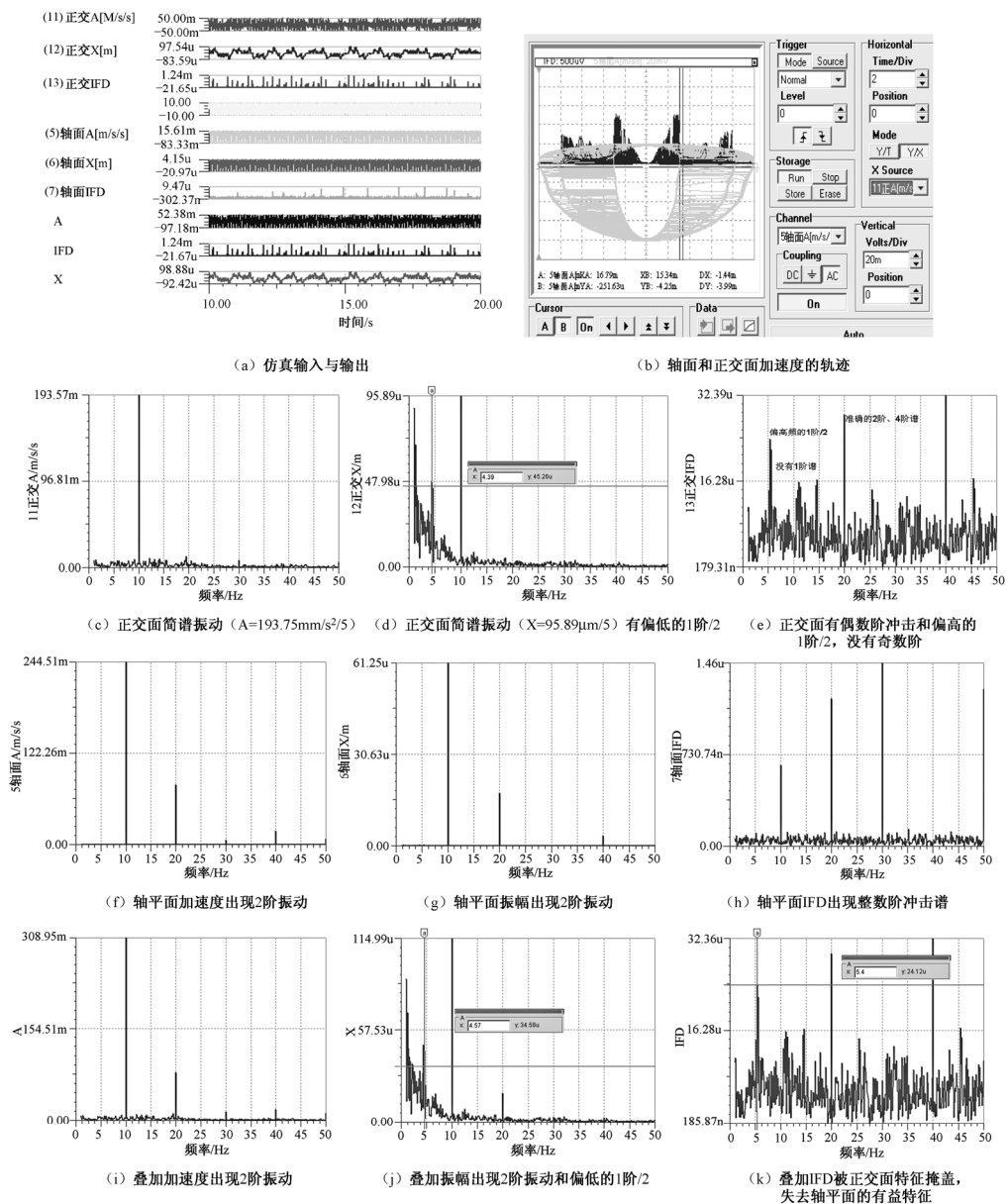


图 4-115 不平衡力  $F=10\text{N}$  时的轴平面和正交面的振动和冲击  
(绿轨迹长轴方向为偏心方向)



图 4-116 发电机和齿轮箱时常出现不太准确的 1 阶/2 谱线和准确的 2 阶谱线，属不对中的特征

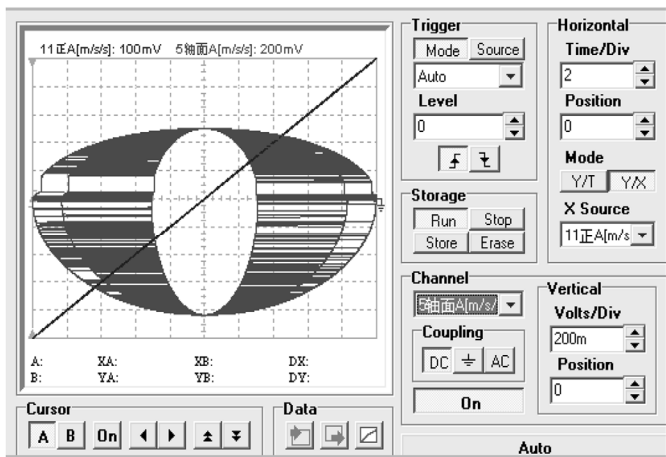


图 4-117 空圆轨迹（垂直 $+500 \sim -800 \text{ mm/s}^2$ ，水平 $\pm 150 \text{ mm/s}^2$ ）  
符合已知不对中（向着轴平面下方）

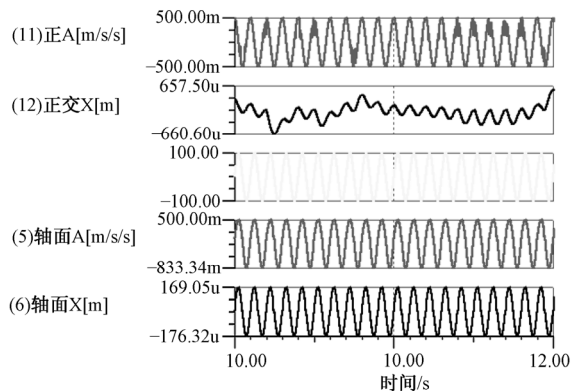


图 4-118 图 4-117 所示振动加速度轨迹的原始信号  $F=100 \text{ N}$  时的振动波形



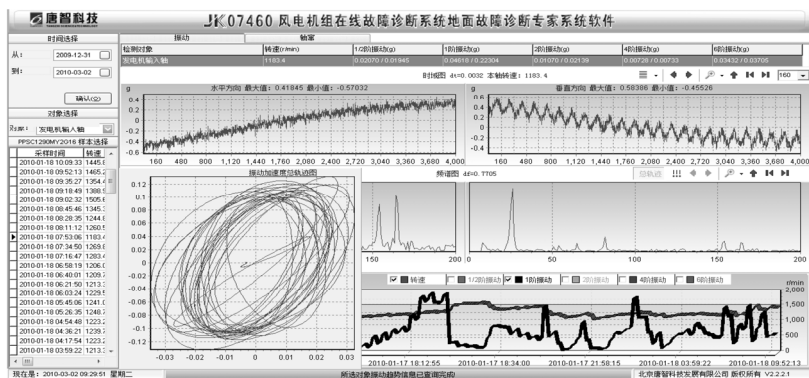


图 4-119 1183r/min 水平振动 1 阶加速度总轨迹

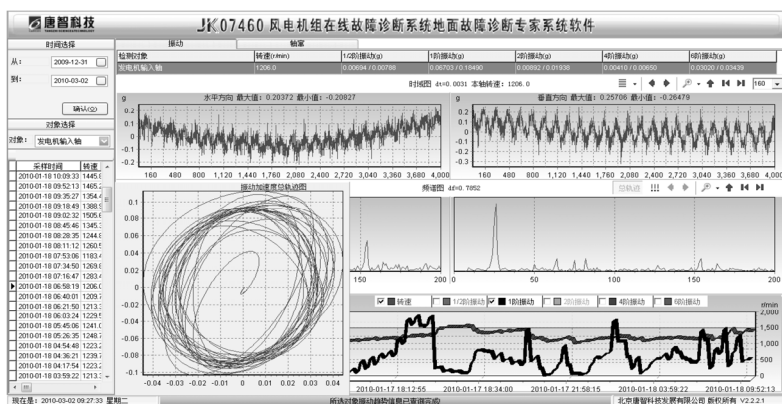


图 4-120 1206r/min 水平振动 1 阶加速度总轨迹

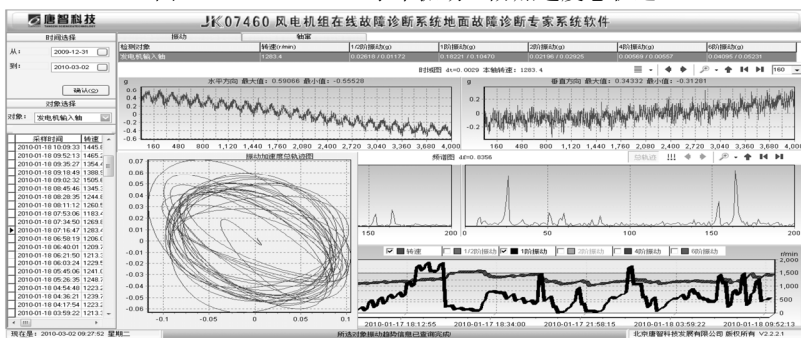


图 4-121 1283r/min 水平振动 1 阶加速度总轨迹

从电机轴转动 25.6 周的统计轨迹可以隐约看到轨迹圆的长轴指向,但在不同的转速状况下将有所变化。其原因与该电机存在共振有关。远低于共振转速时,轨迹长轴指向与静态激光对中仪测定的不对中方向基本吻合;而远高于共振转速时的轨迹长轴指向与

静态激光对中仪测定的不对中方向可能相差  $180^\circ$  (但在轨迹图上将不改变方向!)。图 4-119 所示的是略低于水平共振转速的情况, 图 4-120 所示的是接近水平共振转速的情况, 图 4-121 所示的则是高于水平共振转速的情况, 轨迹的长轴指向转动了约  $90^\circ$ 。

为了证明共振影响轨迹的长轴方向, 作图 4-122 所示的仿真。结果表明, 共振器对水平振动的相位移, 使得轨迹的长轴发生相应的偏转, 如图 4-123 所示。

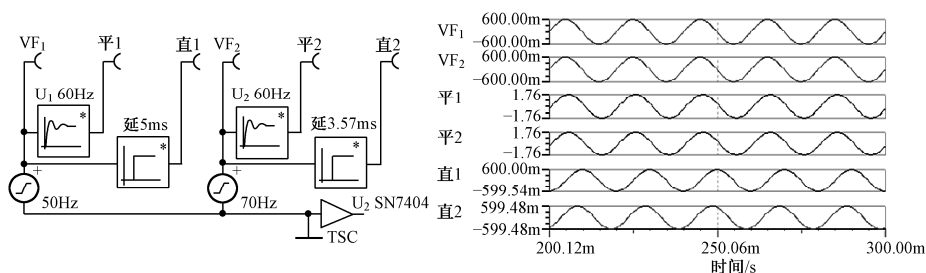
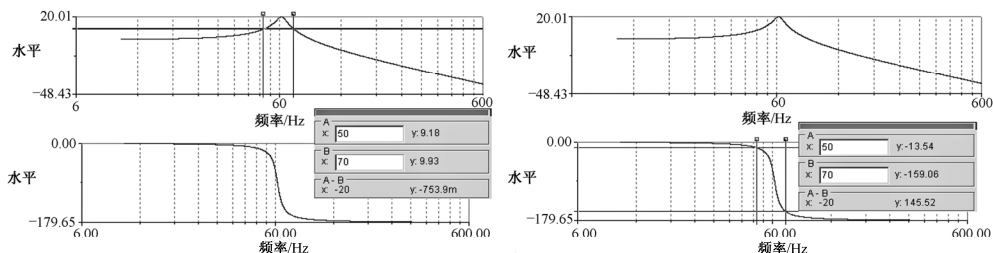


图 4-122 共振对于振动轨迹的影响仿真及波形图

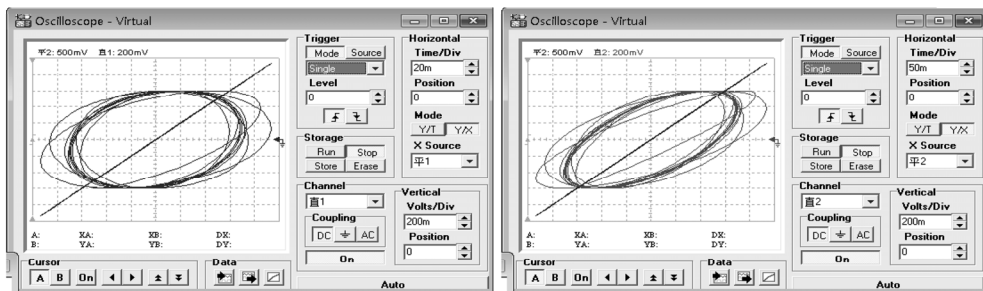
#### 4. 传动链机器的地脚松动故障诊断方法研究

地脚松动是导致机械故障的重要原因之一。例如, 本来已经精确调整过对中的机器轴系, 因为其中一台或两台的地脚螺栓松动, 就会引起不对中。



(a) 共振对幅度影响: 50Hz、70Hz水平振动通过60Hz共振后幅度相近

(b) 共振对相应的影响: 50Hz、70Hz水平振动通过60Hz共振后相位差 $145^\circ$ , 相对 $180^\circ$ 差 $-35^\circ$



(c) 低于共振转速的总轨迹, 长轴靠近水平

(d) 高于共振转速的总轨迹, 长轴相对于50Hz时, 逆时针转动约 $35^\circ$

图 4-123 共振对于振动轨迹的影响

关于地脚松动故障的信息特征报道较多,但说法不一。其中一个有分析的论点,地脚螺栓松动是非转动部分配合松动的一种,对松动影响的分析应借助于非线性理论。由于非线性可能引起转子的分数次谐波共振(亚谐波共振),其频率是精确的  $1/2$ ,  $1/3$ ,  $\dots$  倍转速。松动除产生低频振动外,还存在同频或倍频振动,将产生典型的 2 倍转频的振动,或伴随着 3、4、5 甚至 6 倍转速频率的高阶次频率的振动。

图 4-124 说明了机械松动产生 2 倍转频振动的原因,这是安装在轴承上的不平衡转子机械松动的例子。当不平衡力作用于点 1 时,不平衡力垂直向下,使轴承向下压紧轴承座;不平衡力作用于点 2 时,不平衡力垂直向上,将轴承拉起,离开轴承座;不平衡力作用于点 3 时,不平衡力向上举起的分力为零,因此轴承落于支座。轴每转一周,将对支座产生两个作用力。此种松动产生的振动频率将是 2 倍转频。

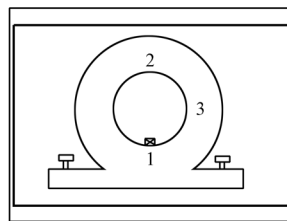


图 4-124 机械松动产生 2 倍频的故障机理

为了准确诊断地脚松动故障,需要了解该故障引起振动变化的机理和特征。

按照研究不对中故障的相似思想方法,建立地脚松动机器振动的研究模型。虽然具体分析时设定的具体参数不尽准确,但我们强调的是这种研究方法,而不是千变万化的具体对象。因为只要研究的思路、方法正确,就可以针对具体的对象,设置准确的参数,从而获得正确的结论或规律。

### 1) 地脚松动的水平振动仿真分析

(1) 仿真模型: 建立一个模型,如图 4-125 所示。

设机器与转子的质量  $m_1=200\text{kg}$ , 机器转子的不平衡力  $F=100\text{N}$ , 机器底座质量为  $800\text{kg}$ ; 地脚松动后, 机器的水平位移限制范围是  $+10\mu\text{m}\sim-10\mu\text{m}$ ; 考察时的机器转速频率  $f=10\text{Hz}$ 。

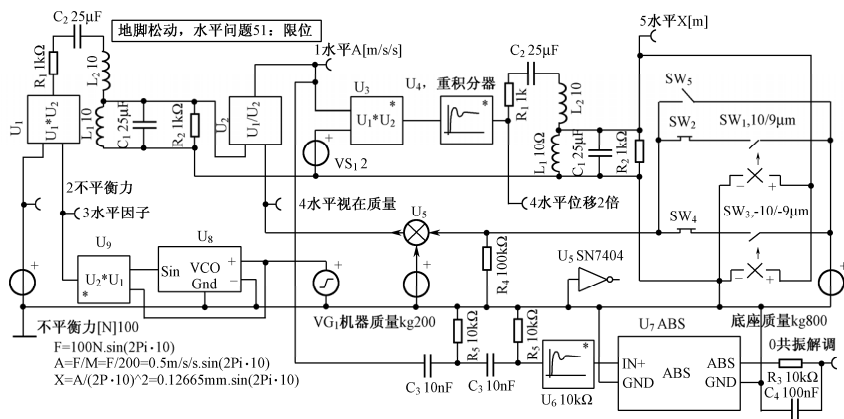


图 4-125 地脚松动水平振动仿真模型

首先计算不平衡力  $F$  驱动自由的（即不附加底座质量的）机器质量  $m_1$  所产生的振动加速度  $A$  和振幅  $X$ ： $A=F/m_1=100\text{N}/200\text{kg}=0.5\text{m/s}^2$ ， $X=A/(2\pi f)^2=0.12665\text{mm}$ 。图 4-126 所示的仿真计算证明图 4-125 所示的模型符合这个理论关系：水平因子频率 10Hz，水平加速度  $A=0.5\text{ m/s}^2$ ，水平  $X=0.12665\text{mm}$ 。

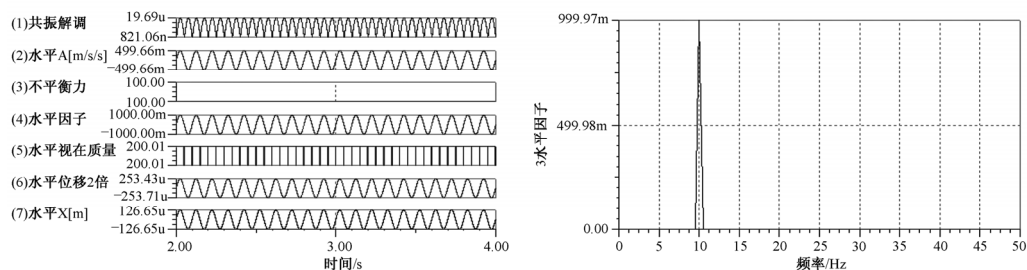


图 4-126 模型基础考核仿真

模型细节说明如下。

滤波器：为了隔离松动和左右运动摩擦力不同所致的机器水平位移对仿真的干扰，设计了 LC 带通滤波器，如图 4-127 所示。仿真证明该滤波器对 10Hz 正弦信号的增益是 -6.02dB，即放大 1/2 倍；对于 10Hz 的附加相移接近于零。

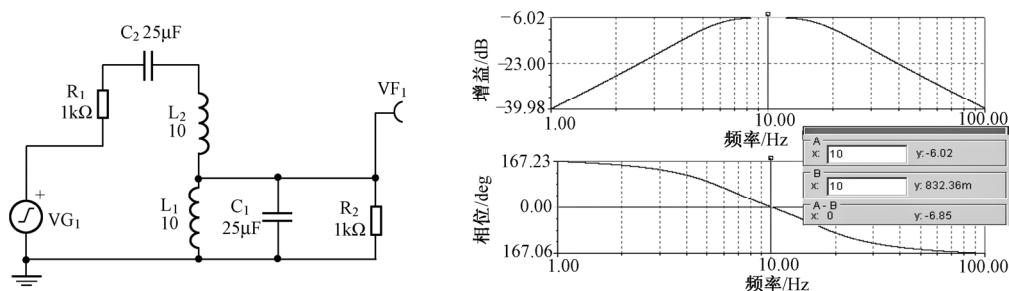


图 4-127 LC 带通滤波器及其传输特性

不平衡力  $F$  通过乘法器  $U_1$  与水平旋转因子  $\sin(2\pi f)=\sin(2\pi \times 10)$  相乘，经除法器  $U_2$  除以参与振动的“水平视在质量”（该除法器有 2 倍放大，以克服 LC 滤波器的 1/2 衰减），输出振动加速度“水平 A”。振动质量由加法器  $U_5$  提供，机器的质量  $m_1=200\text{kg}$  是常量，虽然只有底座质量  $m_2$ ，但何时参加振动，则需要满足相关条件。

加速度“水平 A”先由  $U_3$  乘  $VS_1$  的 2 倍，进入重积分器  $U_4$ ，积分输出经 LC 滤波器衰减到 1/2，输出振幅“水平 X”。

考虑不同的松动情况，利用振幅  $X$  有一系列的对底座质量  $m_2$  的控制，则

➤ 如果没有松动，则  $SW_5$  接通，底座质量  $m_2$  全部经  $U_5$  加入振动质量“水平视

在质量”

- 如果正向振动存在松动和限位 ( $10\mu\text{m}$ )，则接通 SW2
- 如果负向振动存在松动和限位 ( $-10\mu\text{m}$ )，则接通 SW4
- 水平加速度“水平 A”经过高通滤波和  $U_6$  作  $10\text{kHz}$  谐振、 $U_7$  作解调输出“共振解调”信号

基于上述模型，就可以研究各种地脚松动条件下的振动与冲击特征。

(2) 地脚对称松动并对称限位的振动冲击特征：

图 4-128 所示的是地脚对称松动并对称限位的仿真模型。

图 4-129 所示的是地脚对称松动并对称限位的波形。

图 4-130 是加速度谱，其特征是出现奇数阶谱线，3 阶达到 1 阶的 0.2693，加速度谱有诊断价值。图 4-131 所示的是振幅谱，只有 1 阶谱线，没有诊断价值。

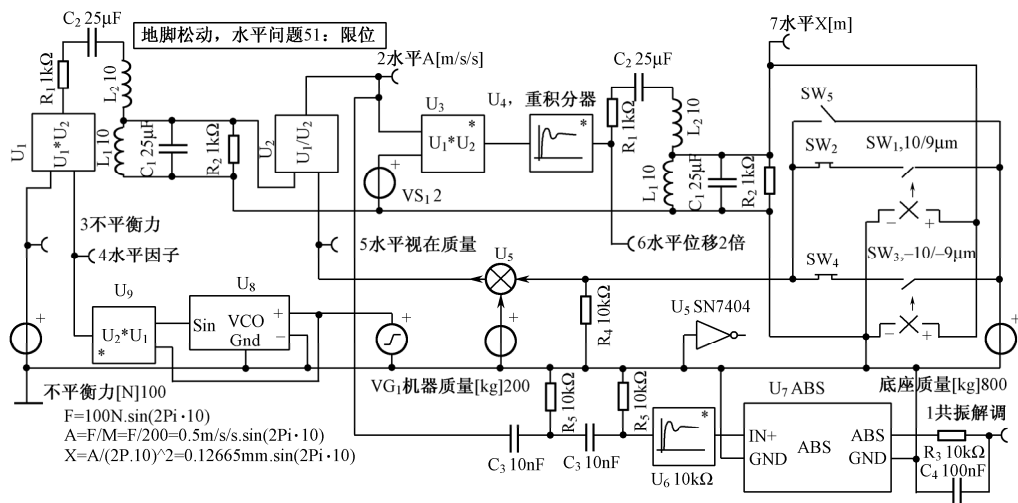


图 4-128 地脚松动水平振动仿真模型

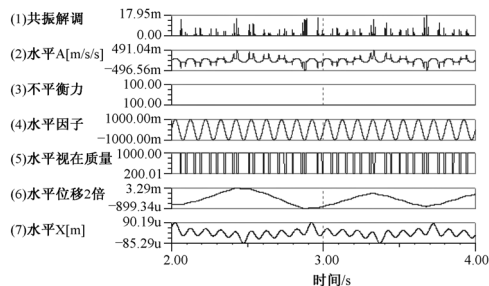


图 4-129 地脚对称松动并对称限位的波形

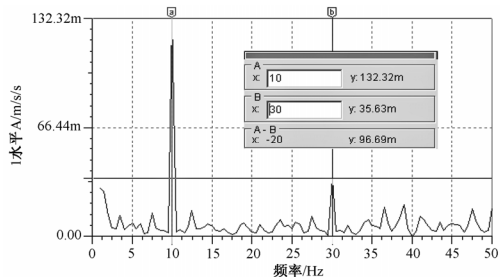


图 4-130 地脚对称松动并对称限位的加速度谱

图 4-132 所示的是共振解调谱, 诊断价值是有准确的偶数阶谱, 而奇数阶谱分裂为低于和高于理想谱的双谱, 这是因为对称限位使得每一次振动分别在正负半波引起一次冲击的缘故。这一特征提示了识别冲击谱的规律, 即出现奇数阶分裂谱并有偶数阶谱的原因是地脚对称松动和对称限位的特征。

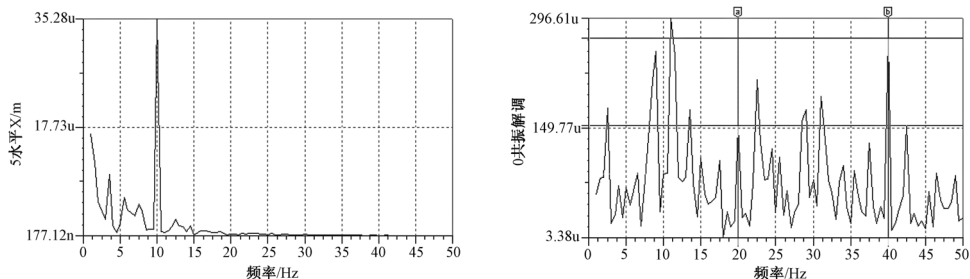


图 4-131 地脚对称松动并对称限位的振幅谱 图 4-132 地脚对称松动并对称限位的共振解调谱

图 4-129 中的“水平位移 2 倍”表明, 地脚对称松动并对称限位会导致水平出现甚低频大幅度位移。其数值不可取, 但现象却提示机器将因此出现短时的、交替的不对中。

### (3) 地脚水平单向松动并单向限位的振动冲击特征:

图 4-133 所示的是地脚正向松动并限位的仿真模型。设最大松动范围  $20\mu\text{m}$  集中在正向, 而复现没有松动, 限位于  $-1\mu\text{m}$ 。

图 4-134 所示的是地脚正向松动并限位的波形。图 4-135 是加速度谱, 其特征是出现奇数阶谱线, 3 阶达到 1 阶的 0.23, 加速度谱有诊断价值。图 4-136 所示的是振幅谱, 只有 1 阶谱线, 没有诊断价值。

图 4-137 所示的是共振解调谱, 诊断价值是有准确的偶数阶谱, 而奇数阶谱变为粗壮谱。出现 1 阶谱的理由是, 单向松动在机器运动到限位时出现冲击。这一特征提示了识别冲击谱的规律, 即出现奇数阶粗壮谱并有偶数阶谱是地脚单向松动并限位的特征。

图 4-134 中的“水平位移 2 倍”表明, 地脚单向松动并限位会导致水平出现向负方向移动的位移。其数值不可取, 因为负向不松动的内涵是机器松动后靠向负端不能位移。这种现象在现实中是大量存在的, 地脚螺栓松动时, 不可能正好位于机器的地脚螺栓孔的正中间, 总是偏向某一边; 某边不自由或自由度小, 则机器就向该边移动, 最后变为该边不能移动, 即为本例的单向松动。

### (4) 小结: 地脚松动的水平振动基本特征。

在此主要总结频谱规律, 因为经过 FFT 分析后, 复杂波形也会有清晰的频谱, 它可以作为识别故障的参照。由于现场信号的波形远比仿真的理想条件下的复杂, 根据波形进行分析将没有价值。本小结实际上只是有限仿真的小结, 现实情况尚有许多细

节需要考虑。例如，本仿真认为机器的轴与机器近似为一体，故未区分轴振动和机匣振动，也未同时考虑不对中的影响，松动机器的运动没有考虑摩擦力，更没有考虑机器振动幅度附加离心力，没有考虑更加大的不平衡力和更小的机器质量等。读者可以引入各种影响进行更全面的仿真分析，去揭示现场出现的各种频谱的发生原因。

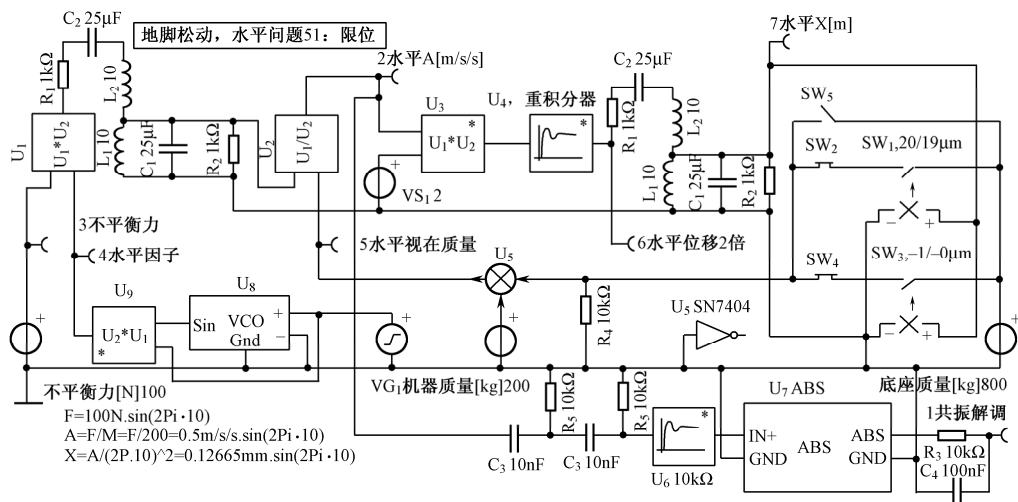


图 4-133 地脚水平正向松动并限位的仿真模型

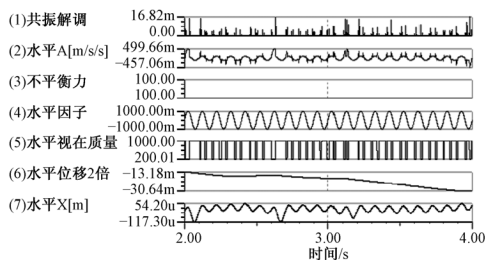


图 4-134 地脚正向松动并限位的波形

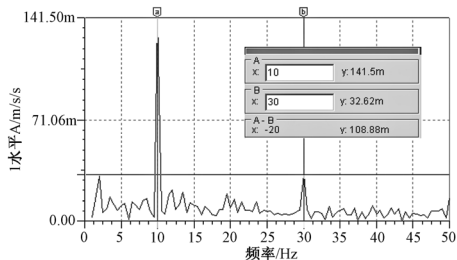


图 4-135 地脚正向松动并限位的加速度谱

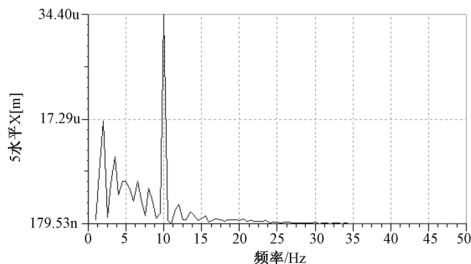


图 4-136 地脚正向松动并限位的振幅谱

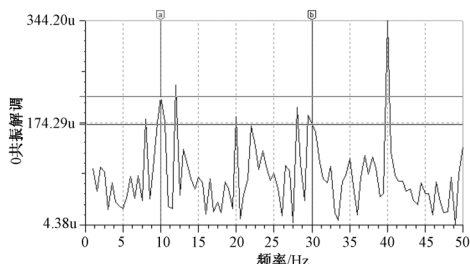


图 4-137 地脚正向松动并限位的共振解调谱

地脚松动的水平检测信息简要规律见表 4-4。

表 4-4 地脚松动的水平检测信息简要规律

| 水平<br>松动方式 | 加 速 度 |                 |      | 振 幅 |     |     | 共 振 解 调 |       |              |
|------------|-------|-----------------|------|-----|-----|-----|---------|-------|--------------|
|            | 1 阶   | 奇数阶             | 偶数阶  | 1 阶 | 奇数阶 | 偶数阶 | 1 阶     | 奇数阶   | 偶数阶          |
| 无松动        | 有     | 无               | 无    | 有   | 无   | 无   | 无       | 无     | 无            |
| 对称松动       | 有     | 3 阶达到 1 阶的 0.26 | 无    | 有   | 无   | 无   | 无, 分裂   | 分裂    | 有, 准确, 4 阶突出 |
| 单向松动       | 有     | 3 阶达到 1 阶的 0.23 | 微小   | 有   | 无   | 无   | 有, 粗壮   | 有, 粗壮 | 有, 准确, 4 阶突出 |
| 频谱价值       | 识别松动  | 识别松动            | 识别方式 | 无价值 |     |     | 识别方式    | 识别方式  | 识别松动         |
| 信息优点       | 鲜明    |                 |      | 无特征 |     |     | 信息不鲜明   |       |              |

得到了上述统计特征, 就可以做出如下决策: 以振动加速度频谱作为识别地脚水平松动的分析依据, 以共振解调辅助之。

**2) 地脚松动的垂直振动仿真分析** 机器地脚螺栓松动后, 它在静态时仍然有底座支撑, 机器可以在振动力作用下向上自由运动, 但不能向下自由运动, 因为向下运动将受到底座的阻碍。或者说, 向上运动的质量 (若没有受到松动推出的螺栓限位) 是机器包括转子的那部分质量  $M_1$ , 而向下运动时, 一旦机器与底座接触, 运动的质量便是机器质量  $M_1$  与底座质量  $M_2$  之和。如果机器的螺栓为有限松动, 即向上振动幅度达到被螺栓头限制时, 则振动又重新附加了底座的质量。但其模型很像水平振动有限位的模型。

建立一个简化模型来研究垂直振动问题, 如图 4-138 所示。

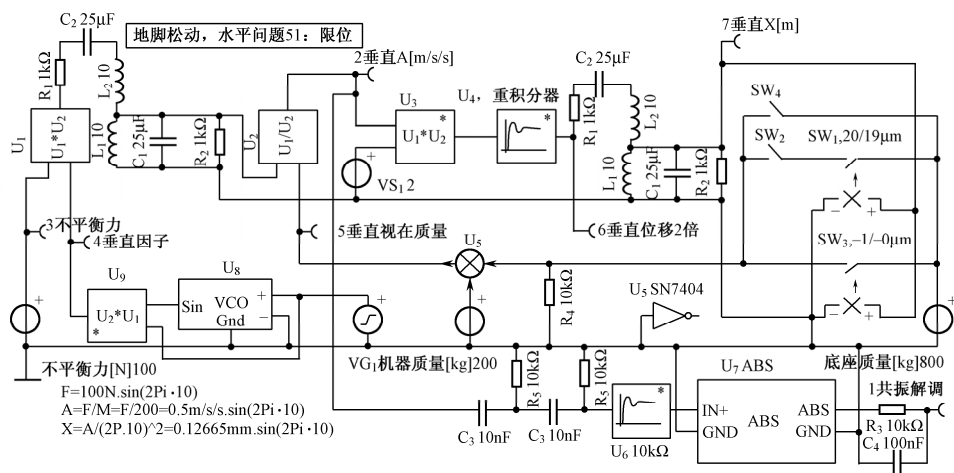


图 4-138 地脚松动垂直振动仿真模型



与水平振动模型不同之处在于, 机器向下运动时, 底座质量无条件加入运动, 所以 SW3 的输出直接接到 U5 的输入; SW3 的开关设为  $-1\mu\text{m}$  时接入底座质量,  $0\mu\text{m}$  时断开。SW4 接通则等于没有松动的模型。SW4、SW2 断开则等于没有螺栓限位。SW4 断开、SW2 接通则等于有螺栓高位限位, 限位的高位设为  $20\mu\text{m}$  接入、 $19\mu\text{m}$  断开底座质量。

(1) 垂直无限松动的垂直振动规律: 先避开松动螺栓对机器向上运动限位的问题, 而首先讨论垂直单纯松动的问题, 就如同讨论机器只是放置在底座上而没有螺栓紧固的情况, 定义为垂直无限松动。图 4-138 所示的就是垂直无限松动的模型。图 4-139~图 4-142 所示的是垂直无限松动的振动波形、加速度谱、振幅谱和冲击共振解调谱。

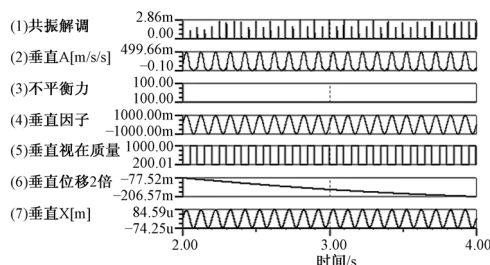


图 4-139 垂直无限松动的振动波形

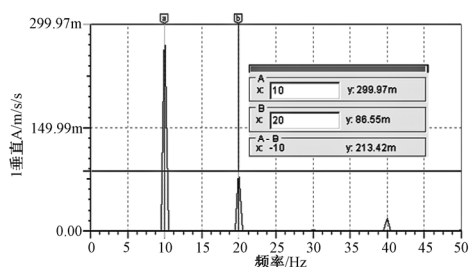


图 4-140 垂直无限松动的加速度谱

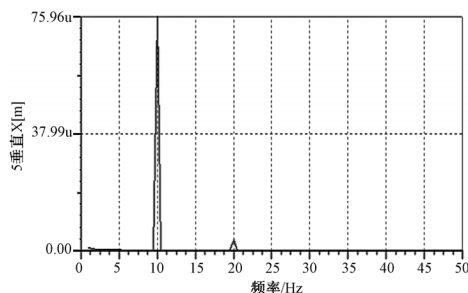


图 4-141 垂直无限松动的振幅谱

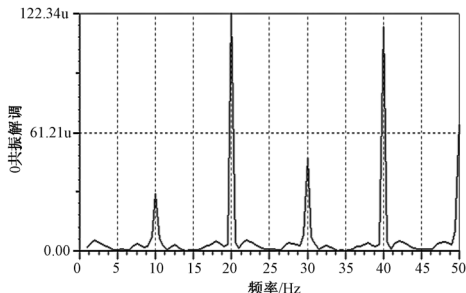


图 4-142 垂直无限松动的冲击共振解调谱

设计的底座是一个有质量、强刚性、极限阻尼的理想体。机器的振动力作用于它, 它就运动; 机器的作用力离开它, 它就停止。由图 4-139 可知, 振幅与加速度同相, 振幅等于零时加速度也等于零, 由  $F=MA$  可知作用力也等于零。因此, 这种设计有一定的合理性。

图 4-139 中的振动加速度出现了倒“m”形的波形, 这是因为向下振动需附加底座质量而变小的缘故。其“垂直位移 2 倍”的波形一直向负(下方)伸展, 它表明该振动试图令机器的位置下降。因此, 松动的机器无论是其底面接触底座的表面, 还是底座放

置机器的表面，都不免变形、退让，就像打夯机总是把地面向下打下去一样。

所以，图 4-140 中的加速度频谱出现了类似半波正弦信号的频谱：具有 2 阶谱及偶次高阶谱，2 阶谱为 1 阶谱的 28.85%，可以作为识别垂直无限松动的特征，但与不对中有共同之处。半波正弦的傅里叶展开式即频谱如图 4-143 所示。

图 4-141 中的振幅谱只有微小的 2 阶谱，不足以作为识别垂直地脚松动的特征。

图 4-142 中的冲击共振解调谱出现 1 阶谱线是容易理解的，因为机器松动离开底座后，虽然重新下落到接触底座时的瞬时加速度和振幅等于零，但速度却是最大的，它与不动的底座发生冲击。但出现 2 次冲击，特别是在离开底座时也有冲击则难以理解。事实上，机器离开底座之前的瞬间有最大的速度，离开时振动质量突然减少，速度便急剧增加，速度的变化率或微分（即加速度），在机器离开底座时将出现瞬变峰值，而共振解调所特别敏感的就是加速度的突变。所以，地脚垂直松动的机器振动将出现转速频率 2 倍的冲击，其共振解调信号有突出的 2 阶谱，而不仅仅是因为 1 倍转速频率的共振解调信号的频谱有 2 阶谱。垂直松动引起的共振解调整数阶谱，特别是比奇数阶谱更强的偶数阶谱，是地脚垂直松动的特征。

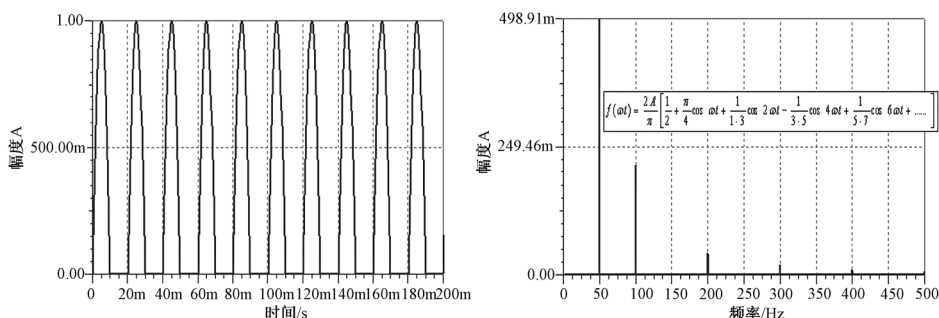


图 4-143 半正弦波的幅度与频谱

## (2) 垂直有限松动的垂直振动规律：

图 4-144 所示的是分析地脚螺栓垂直有限松动的模型。其特征是机器运动到高位与螺栓头接触，就会通过螺栓将底座的质量 M2 重新纳入运动。无疑，螺栓将受到的力不仅有底座的净重力，而且还有冲击力，因此往往引起螺栓拉断。如果这种状况与共振、临界转速等因素同时发生，则破坏性更大。因此，有很多风机的发电机使用金属橡胶弹性支承却接连发生地脚螺栓断裂的事例。但在未拉断之前的此种地脚垂直有限松动模式可能是最多的，因为无限松动是有限松动发展的后果，有必要在有限松动阶段实现识别并实施维修。图 4-145 和图 4-146 所示的是地脚松动垂直有限松动的振动波形和加速度谱。

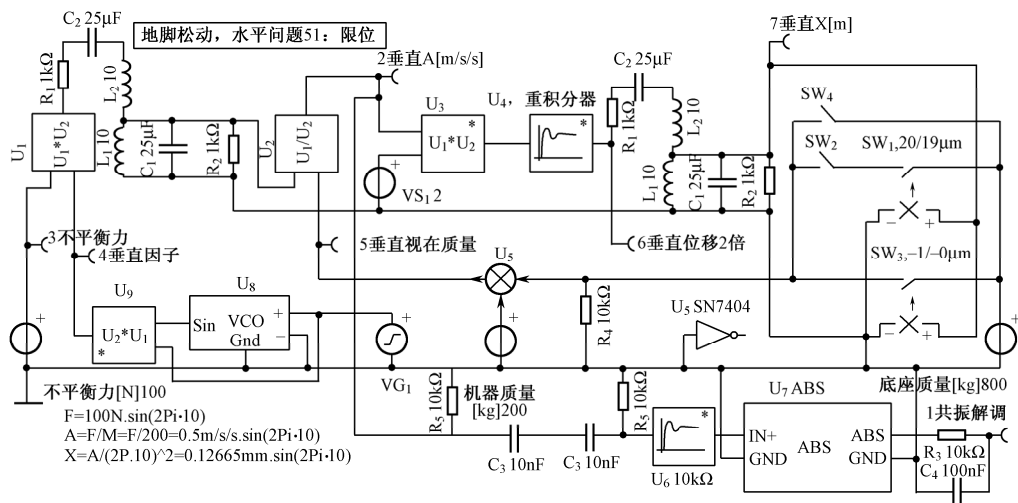


图 4-144 地脚松动垂直有限松动仿真模型

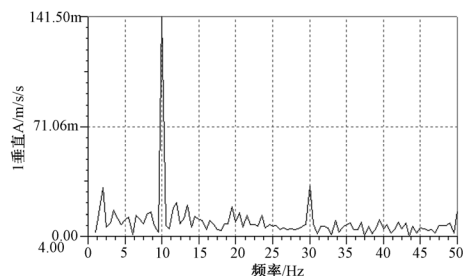
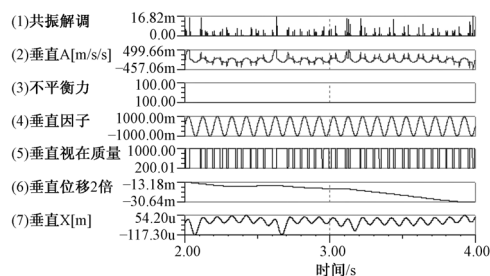


图 4-145 地脚松动垂直有限松动的振动波形 图 4-146 地脚松动垂直有限松动的振动加速度谱

图 4-145 中的垂直有限松动加速度谱中，由于振动发生上下限幅，波形从无限冲击的近似半波正弦，变为近似上下限幅的方波，而方波的傅里叶展开式即频谱只有奇数阶谱，如图 4-147 所示。

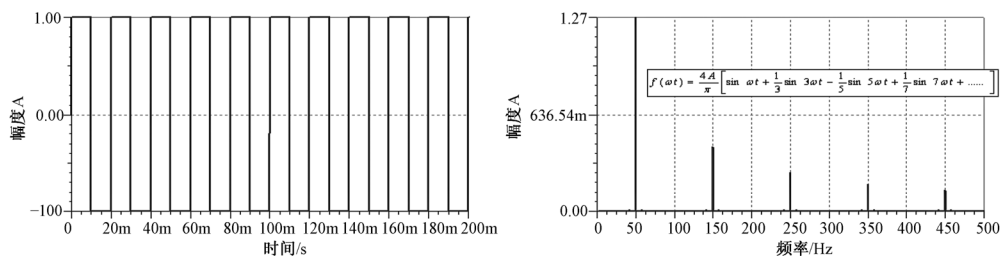


图 4-147 方波的幅度与频谱

所以，图 4-148 中的加速度谱变为只有奇数阶谱的特征。但因为积分滤出了高频

分量，所以图 4-148 中得到的振幅谱几乎只有 1 阶谱。这就不利于用它识别松动。

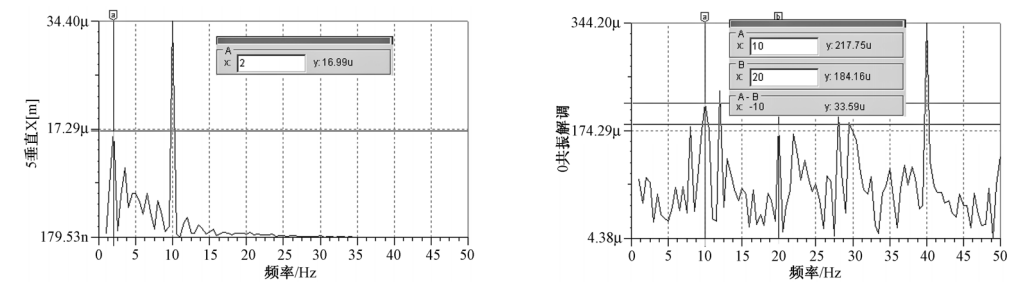


图 4-148 地脚松动垂直有限松动的振动振幅谱 图 4-149 地脚松动垂直有限松动的冲击共振解调谱

虽然一般理解认为有螺栓头限制，冲击频谱一定有 2 阶突出谱，因为上升接触螺栓头和下降接触底座至少各有一次冲击。但图 4-149 中所示仿真的冲击共振解调频谱却是 4 阶谱突出。其理由在于，若没有螺栓头限位，垂直振幅将上升到  $84\mu\text{m}$ ，然后再下降到 0 时发生与底座的冲击，离开底座的冲击与接触底座的冲击之间的时间间隔几乎是相同的（见图 4-139）。所以，每一周转动对应均有均布的 2 次冲击（见图 4-139 和图 4-142）；但有限位时却在上升到  $20\mu\text{m}$  处突然增加了底座质量，提前发生冲击，轴每转动一周发生 4 次但分布不均匀的冲击，其统计规律为每周一簇。所以如同“多个同类故障的归类诊断准则”所属的那样，有表征每周一簇冲击的 1 阶谱，还有近似均匀的 4 次冲击，所以 4 阶谱突出。

（3）小结：地脚松动的垂直振动仿真规律。

将上述的仿真小结为，它不能全面概括地脚松动的垂直振动冲击规律，但有对于诊断的参考价值。同时将地脚松动的水平检测信息简要规律（见表 4-5）也并列于此，以便对照分析。

表 4-5 地脚松动的垂直检测信息简要规律

| 垂直<br>松动方式 | 加 速 度 |                 |                 | 振 幅 |     |     | 共 振 解 调 |      |            |
|------------|-------|-----------------|-----------------|-----|-----|-----|---------|------|------------|
|            | 1 阶   | 奇数阶             | 偶数阶             | 1 阶 | 奇数阶 | 偶数阶 | 1 阶     | 奇数阶  | 偶数阶        |
| 无松动        | 有     | 无               | 无               | 有   | 无   | 无   | 无       | 无    | 无          |
| 有限松动       | 有     | 3 阶达到 1 阶的 0.20 | 微小              | 有   | 无   | 无   | 有，粗壮    | 有，粗壮 | 有，准确，4 阶突出 |
| 无限松动       | 有     | 无               | 2 阶达到 1 阶的 0.28 | 有   | 小   | 无   | 有，准确    | 有，准确 | 有，偶数突出     |
| 频谱价值       | 无用    | 识别方式            | 识别方式            | 无价值 |     |     | 识别方式    | 识别方式 | 识别方式       |
| 信息优点       | 鲜明    |                 |                 | 无特征 |     |     | 信息不鲜明   |      |            |

由于垂直的有限松动与水平的对称松动类似，而垂直的无限松动与水平的单向

松动也类似，且由于只有振动加速度和冲击信息有利于识别松动，所以对这些信息作统计对比，见表 4-6。

表 4-6 垂直松动与水平松动统计对比

| 松动方式   | 加 速 度   |                 |                 | 共 振 解 调  |      |            |
|--------|---|-----------------|-----------------|--|------|------------|
|        | 1 阶   | 奇数阶             | 偶数阶             | 1 阶  | 奇数阶  | 偶数阶        |
| 水平对称松动 | 有   | 3 阶达到 1 阶的 0.26 | 无               | 无，分裂   | 分裂   | 有，准确，4 阶突出 |
| 垂直有限松动 | 有   | 3 阶达到 1 阶的 0.20 | 微小              | 有，粗壮   | 有，粗壮 | 有，准确，4 阶突出 |
| 水平单向松动 | 有   | 3 阶达到 1 阶的 0.23 | 微小              | 有，粗壮   | 有，粗壮 | 有，准确，4 阶突出 |
| 垂直无限松动 | 有   | 无               | 2 阶达到 1 阶的 0.28 | 有，准确   | 有，准确 | 有，偶数阶突出    |
| 频谱价值   | 振动限制报警  | 识别松动            | 识别方式            | 识别方式   | 识别方式 | 识别松动       |
| 信息优点   | 鲜明  |                 |                 | 信息不鲜明  |      |            |
| 归纳     | 1 阶谱：直接或换算为速度限值报警<br>2 阶达到 1 阶的 20%——垂直无限松动<br>3 阶达到 1 阶的 20%——水平对称或单向松动或垂直有限松动 |                 |                 | 奇数阶谱分裂或粗壮，偶数阶准确，并且 4 阶准确突出——水平松动和垂直有限松动；各阶存在，偶数阶较奇数阶突出——垂直无限松动 |      |            |

如果将地脚松动与不对中的特征也一起比较，则很难找到每类故障的独立特征。因此，在机器的振动冲击信号中企图一目了然地分辨出存在何种故障，则除非机器上只有这一种故障时才有可能，否则就只能作出有多种可能的估计。图 4-150 至图 4-153 所示的齿轮箱输出端和发电机输入端的振动加速度频谱和共振解调谱，以互补的方式显现出所存在的不对中和地脚松动特征所需的几乎所有特征。单一的振动或单一的共振解调信息都可能受到其存在的多种振动、冲击因素的掩盖，而难以独立判定问题之所在。唯有多渠道、多样本的综合分析，才能识别所需查找的故障是否存在和故障的程度。

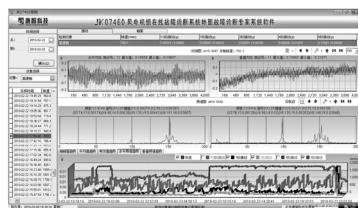


图 4-150 某风机齿轮箱输出端振动被 6 爪联轴器引起的 6 阶振动掩盖，看不到不对中信息

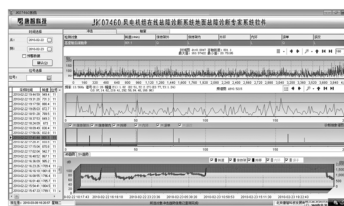


图 4-151 在齿轮箱尚无轴承故障时，共振解调却有明显的 2 阶大于 1 阶的信息，疑似不对中

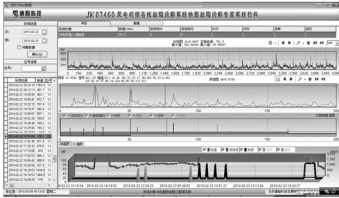


图 4-152 同一台风机发电机输入端却有明显的共振解调 2 阶谱，表明存在不对中。

此外还有外环、滚子故障

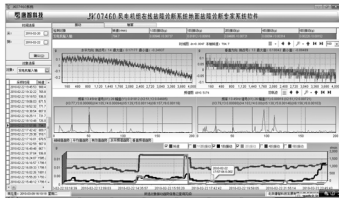


图 4-153 与图 1-152 对应的振动加速度 2 阶谱高于 1 阶谱。也表明存在不对中

### 5. 轴系窜动与横向振动检测

增速齿轮箱与发电机之间的柔性联轴器，是传递扭矩和功率的必要部件，又是保障齿轮箱与发电机安全的关键部件。其原因在于风力发电机与地面发电设备的安装条件不同：地面设备在安装、使用中基本不用担心基础的稳定性问题；而风力发电机的基础因为高悬在空中，不能有太大的质量，而用有限的材料制造的底盘虽然强度足够，但刚度和稳定性却远不及地面设备的基础。这就导致风力发电机的各大部件之间容易发生相对移位，于是给各大部件之间的轴系连接带来严酷的考验。由于轴系不对中对于机器的危害已经是毋庸置疑的，为了及时发现该状况的恶化，必须采取必要的检测措施。但检测并不能解决不对中的危害问题。

为了缓解不对中带来的危害，形形色色的柔性联轴器便应运而生，如图 4-154 和图 4-155 所示。



图 4-154 4 叠片式联轴器

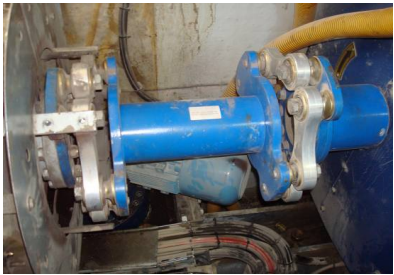


图 4-155 4 连杆式联轴器

可移式联轴器主要用于两轴有偏斜或在工作中有相对位移的地方，根据补偿位移的方法不同又可分为刚性可移式联轴器和弹性可移式联轴器。刚性可移式联轴器利用联轴器工作零件间构成的动联接具有某一方向或几个方向的活动度来补偿，如牙嵌联轴器（允许轴向位移）、十字沟槽联轴器（用于联接平行位移或角位移很小的两根轴）、万向联轴器（用于两轴有较大偏斜角或在工作中有较大角位移的地方）、齿轮联轴器（允许综合位移）和链条联轴器（允许有径向位移）等；弹性可移式联

轴器（简称弹性联轴器）利用弹性元件的弹性变形来补偿两轴的偏斜和位移，同时弹性元件也具有缓冲和减振性能，如蛇形弹簧联轴器、径向多层板簧联轴器、弹性圈栓销联轴器、尼龙栓销联轴器和橡胶套筒联轴器等。联轴器有些已经标准化，选择时先应根据工作要求选定合适的类型，然后按照轴的直径计算扭矩和转速，再从相关手册中查出适用的型号，最后对某些关键零件作必要的验算。

尽管柔性联轴器赢得了工程界的热烈欢迎，甚至有“挠性联轴器克服振动梦魇”之说，但这个保护神承受恶劣环境的能力是有限的，既不允许超出其设计功能使用，也需要在使用中加以保护。特别是联轴器一旦严重损坏，就会殃及齿轮箱和发电机。因此需要在发现初期损伤后及时维修，以免故障扩大和影响齿轮箱、发电机。

例如，图 4-154 所示的 4 叠片式联轴器和图 4-155 所示的 4 连杆式联轴器就不能承受轴向的拉力。一旦因为发电机或齿轮箱的地脚松动，发生轴向的相对位移，就可能破坏该联轴器。而且联轴器轴向移动意味着机器的轴向位移、地脚松动和其他异常。因此，检测联轴器轴系的轴向窜动是十分必要的。

联轴器出现损伤后，其轴在运转中将产生较大的横向振动；地脚松动导致的机器水平位移，也将使联轴器的轴同向移动。因此，检测联轴器轴的横向振动和位移，就能发现相应故障。

检测轴向位移和径向位移的传感器，通常使用电涡流传感器、电容传感器或差动电感传感器等。这些传感器的共同点之一就是要求被检测的对象的材料是金属的。

为了防止发电机的轴电压向齿轮箱传送和损坏齿轮箱的轴承，柔性联轴器的两个联轴节之间的轴，常用非金属制造，如树脂、玻璃钢、碳纤维。显然，这些非金属的轴都不能作为传感器的敏感对象，如图 4-157 所示。

由于在靠近齿轮箱的联轴节与齿轮箱之间的金属轴上设计了与轴同心的制动盘（见图 4-154 和图 4-157），可以将传感器轴向安装，以制动盘的摩擦面作为检测轴系轴向窜动的检测对象；若干联轴器（如簧片式联轴器）都带有一个法兰盘（见图 4-156 和图 4-157），该法兰盘的圆周是与轴同心的，可以将传感器径向安装，以联轴器法兰盘的圆周作为检测对象。



图 4-156 联轴器图片 (1)



图 4-157 联轴器图片 (2)

图 4-158 所示的是一个比较全面的检测方案的示意图，同时检测轴径向的垂直、水平振动和位移，以及轴的轴向窜动（位移和振动）。显然这些检测都是相对检测。图 4-158 所示的是以底座作为参考的相对检测，便于发现轴系和齿轮箱及发电机相对底座的运动。由于该柔性轴的横向振动比较大，所以多数用户只要求检测轴向位移和振动，称为“轴窜”。

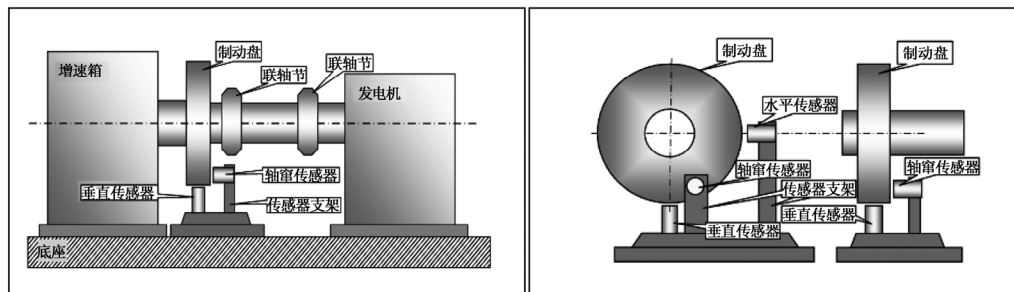


图 4-158 比较全面的检测方案

传感器的技术指标需要根据所需检测振动、位移范围来确定。传感器靠近被检测对象一端与被检测体的距离，通常设定为该传感器所能检测的最大距离的 1/2。这些技术要求均在传感器的技术手册中做出了详细的说明。

对于风力发电机的上述检测而言，至关重要是传感器的安装支架必须是高刚度、高阻尼的。这是因为，与地面检测不同，风机的底座因为刚度低，难免会有很大的振动，风机在运行中也会很大的风吹拂传感器支架，若传感器支架的刚度低，则会发生大的振动（相对底座），甚至由于冲击、扰动作用而产生其自身固有频率的广义共振。因此，即使被检测的对象相对底座没有运动，但由于传感器随着支架相对底座发生了振动而检测出支架的振动，产生虚假的输出信息。更有甚者，传感器支架共振可能使传感器相对被测对象的振幅超过预留的距离而接触、撞击，造成传感器（特别是电涡流传感器，它的检测端的材料是树脂）损坏；而某些坚固的传感器（如电容式位移振幅传感器）虽然不易损坏，但它却可能损坏被检测对象。这些均是不允许的。

传感器的输出信息经过相应的处理，便得到正比于所检测相对位移、振动的信号。由传感器的原理决定，其输出信号是长度量的一次函数，如其输出灵敏度表示为 1mm/1V。输出信号由计算机的 A/D 转换器作 A/D 变换，得到数字化的信息，供诊断软件作分析诊断。

图 4-159 所示的是某风力发电机联轴器制动盘的轴向振动信息，上部是大约 1s 的信号样本。采用转速跟踪采样， $f_s=160f_n$ ， $N=4096$ ，样本检测长度对应轴转动 25.6 周，每周的采样点数为 160。显然，图 4-159 中的时域波形表明轴每周转动都发生轴向窜动，窜动的幅度约 0.25mm，而且该窜动不是柔和的正弦波，而是脉冲波，类似直角三角形波，说明该轴在运转中存在严重的不平顺因素；每周转动的轴窜含有明



显的 3 次或不明显的 6 次窜动, 这是 6 连杆式联轴器的不平衡所造成的。图 4-159 中部的 FFT 分析也统计了该规律。

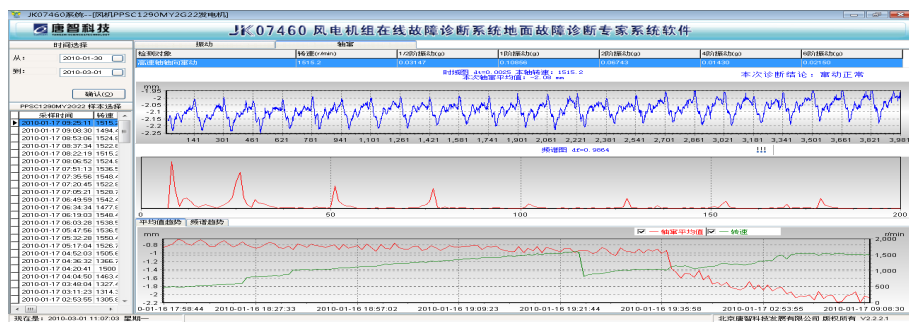


图 4-159 某风力发电机联轴器制动盘的轴向振动信息

该联轴器的结构如图 4-160 所示。

图 4-159 的下部是约半天的轴向位移曲线。平均位移约 1.4mm。图示的信息表明可能与转速有关, 而考虑隐含的信息, 则可能还与环境温度有关。而上部的时域波形则表明, 在 1s 的检测中, 该轴的轴向平均位置移动了 0.2mm, 而在另一些时刻则有反向位移。

联轴器故障若未及时维修, 就必然严重损毁。图 4-161 所示的是破损的 6 爪式叠片联轴器: 联轴器周向相对滑移, 标志点错位; 联轴器簧片断裂、断轴; 联轴器紧固螺栓被磨损, 殃及齿轮箱和发电机。安装了检测装置, 就可以事先发现故障, 避免重大损失。



图 4-160 某风力发电机联轴器的结构



图 4-161 破损的 6 爪式叠片联轴器

并非所有的风机联轴器都有不良现象, 图 4-162 和图 4-163 所示的是同型不同号的另两台风机的轴窜数据, 可见轴向振动的波形趋近于柔和的正弦波, 图 4-162 中振动幅度较小 (0.2mm), 而图 4-163 中的振幅达到 1mm。

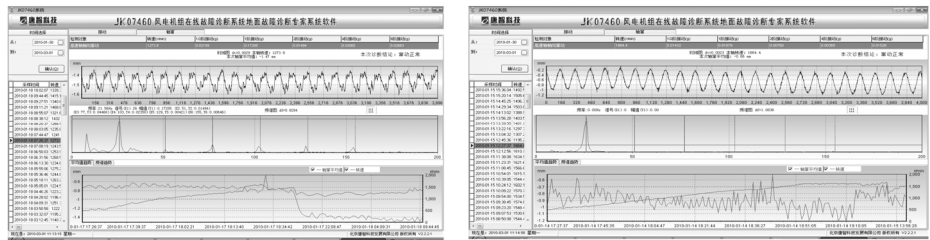


图 4-162 风机的轴窜数据（振动幅度为 0.2mm） 图 4-163 风机的轴窜数据（振动幅度为 1mm）

总结上述案例，可以利用检测得到的位移振幅数据，实现下述分析、诊断。

- 重大位移报警：传感器安装初期，轴的轴向、横向位移值总是调节为 0。如果检测软件发现该位移值达到最大限制值（如 3mm），则发出报警提示
- 历史位移趋势报警：如果在长期检测的历史趋势记录中发现，上述位移持续发生变化，达到不允许值（如 1mm），则意味着机器的地脚可能松动，机器发生位移。该项诊断仅对于轴向位移和横向位移有用，因为机器发生垂直位移似乎是不可能的
- 振幅报警：无论何方向的振动，如果峰—峰值幅度达到报警限制值，如峰—峰值为 0.3mm，则发出振动报警

可能上述报警指标过于严格。下列标准（见表 4-7）规定适用于 50MW 级的汽轮发电机，但风力发电机的功率主要为 1~5MW，远小于 50MW；对于风电柔性联轴器轴系，特别是轴向振动，尚未找到振动限制标准。

表 4-7 IEC 振动标准规定的轴的横向振动限制值

| 转速/（r/min）            | 1000 | 1500 | 1800 | 3000 | 3600 | 6000 | 12000 |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|-------|
| 在轴承上测量/ $\mu\text{m}$ | 75   | 50   | 42   | 25   | 21   | 12   | 6     |
| 在轴上测量/ $\mu\text{m}$  | 150  | 100  | 84   | 50   | 42   | 25   | 12    |

ISO7919/1《转轴振动的测量评定——第一部分总则》于 1986 年正式颁布。

ISO/DIS79110—2《旋转机器轴振动的测量与评定——第二部分：大型汽轮发电机组应用指南》于 1987 年制定，它规定了 50MW 以上汽轮发电机组轴振动的限值，见表 4-8 和表 4-9，分别适用于轴的相对振动与轴的绝对振动。

表 4-8 汽轮机发电机组轴相对振动的限值（位移峰—峰值，单位 $\mu\text{m}$ ）

| 转速/（r/min） | 1500 | 1800 | 3000 | 3600 |
|------------|------|------|------|------|
| A          | 100  | 90   | 80   | 75   |
| B          | 200  | 185  | 165  | 150  |
| C          | 300  | 290  | 260  | 240  |

表 4-9 汽轮机发电机组轴绝对振动的限值 (位移峰—峰值, 单位 $\mu\text{m}$ )

| 转速/(r/min) | 1500 | 1800 | 3000 | 3600 |
|------------|------|------|------|------|
| A          | 120  | 110  | 100  | 900  |
| B          | 240  | 220  | 200  | 180  |
| C          | 385  | 350  | 300  | 290  |

- 振动频谱分析: 借助于轴系振动的频谱, 可以识别轴系所隐含的故障机理。特别是与机匣的振动和冲击联合分析, 则可以发现如下诸多不利于风力发电机性能和安全的因素。

1) 柔性联轴器的轴向共振 图 4-164 和图 4-165 是某风机轴窜信号的某样本信息和趋势信息。

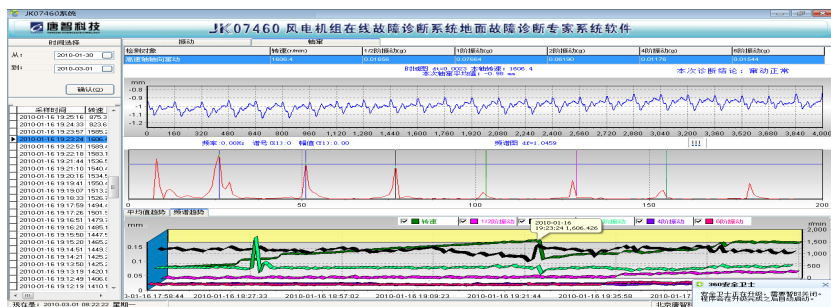


图 4-164 某风机轴窜信号的某样本信息和趋势信息 (一)

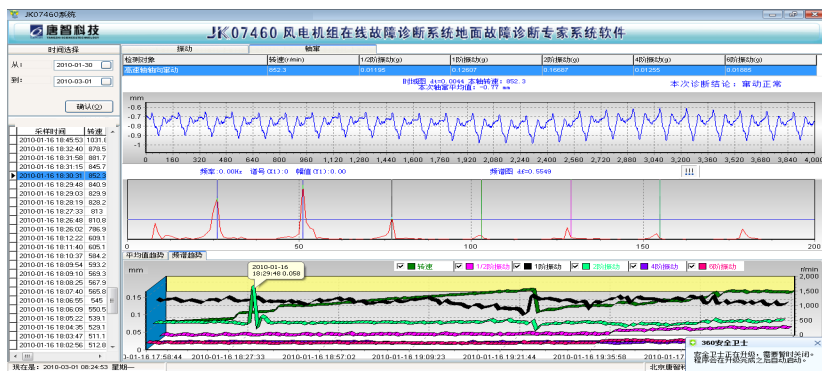


图 4-165 某风机轴窜信号的某样本信息和趋势信息 (二)

图 4-164 所示的趋势信息表明: 在 1606r/min 时, 1 阶轴窜突然上升, 但因为转速随后下降, 1 阶轴窜没有继续上升; 但怀疑在 1600r/min 以上时存在一个轴向共振。

图 4-165 所示的信息验证了上述关于存在共振的推测: 在转速 852r/min 时, 轴窜的 2 阶振动出现了尖锐的趋势峰值, 时域波形也表明 2 阶振动大于 1 阶振动。这



是 2 阶振动与轴向共振的表现。而据此 2 阶振动峰值对应的转速计算，轴系的轴向共振转速是： $852 \times 2 = 1704 \text{r/min}$ 。因此，虽然该风机的设计运转转速范围达到  $1800 \text{r/min}$ ，却不宜在高于  $1600 \text{r/min}$  的转速下工作，以免 1 阶轴窜引起轴向共振损害机器。

该类风机在  $1600 \text{r/min}$  以上存在轴向共振可能是共性。图 4-166 所示的是另一台同型号风机的轴窜趋势图。由于该风机的轴窜主要振动是 1 阶振动，所以 2 阶振动在低速时激励共振的现象不明显，但图中在  $1610 \text{r/min}$  出现了轴窜 1 阶振动的高峰。同样因为转速随后降低而可能没有进入共振转速。

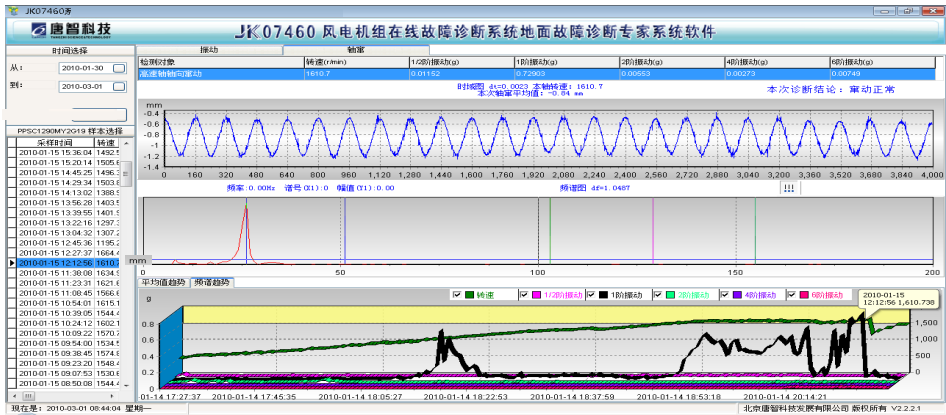


图 4-166 另一台同型号风机的轴窜趋势图（一）

关掉图 4-166 中的 1 阶振动趋势曲线得到图 4-167。此时 2 阶振动表现出来。可见到在转速  $809 \text{r/min}$  时，2 阶振动出现高峰。它也验证了 1 阶振动将在约  $809 \times 2 = 1618 \text{r/min}$  时引发轴窜共振的事实。

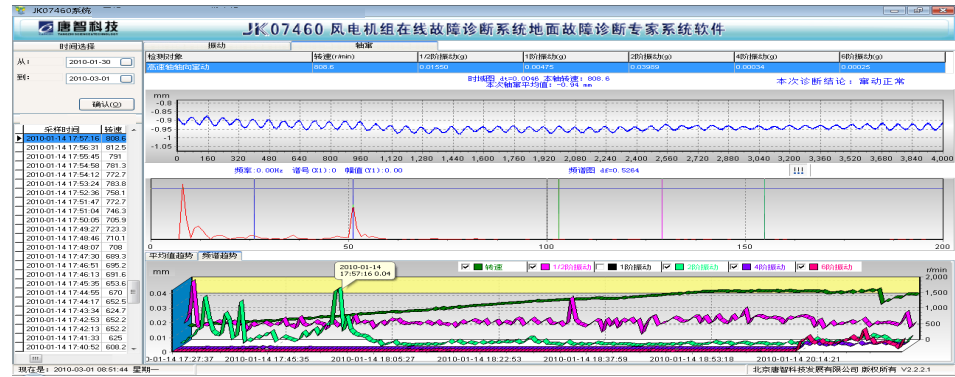


图 4-167 另一台同型号风机的轴窜趋势图（二）

又一台同型号风机证明存在上述共振,如图4-168所示。在1587r/min时出现了轴窜1阶振动的高峰。同样因为随后转速下降,使该振动也下降。

2) 6 连杆柔性联轴器引发的轴窜6阶振动 在某些1阶振动不强的轴窜信号中,发现有多阶振动,如图4-169所示。特别要指出的是,该6阶振动是与转速、状态有关的,图4-169~图4-171所示的3台风机都存在着6阶振动趋势随转速和状态变化的特征。相同的转速下,不同的运行状态(如发电功率不同)出现不同的6阶振动。该趋势数据的幅值是振幅。如果计算加速度,则6阶振动远大于1阶振动。

这些特征为认识该6连杆式柔性联轴器提供了某些信息:不仅有前述6变横向刚度的影响,也有轴向的类似影响。

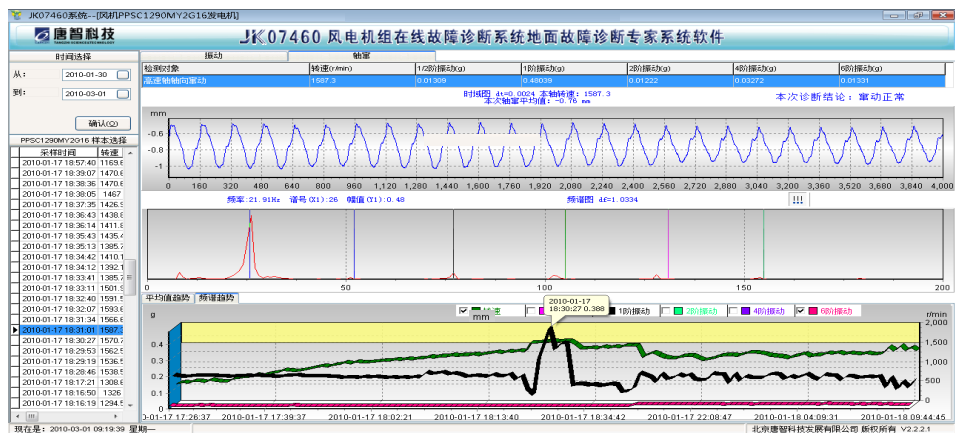


图4-168 又一台同型号风机证明存在上述共振



图4-169 明显的多阶振动

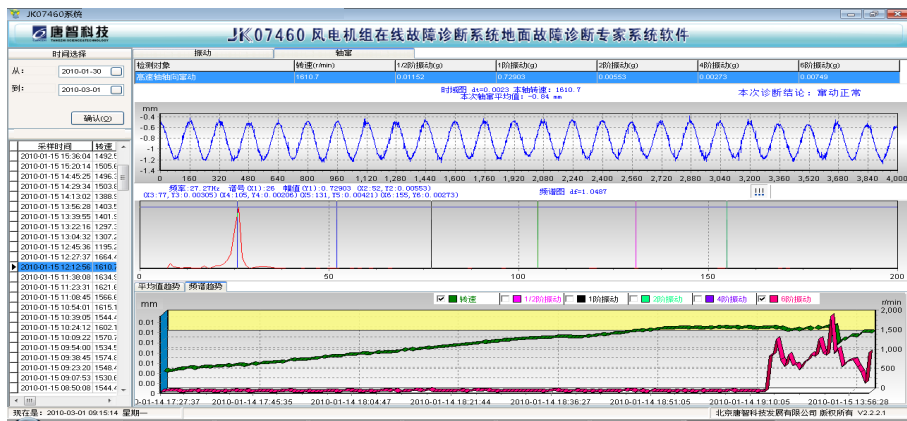


图 4-170 存在着 6 阶振动趋势随转速和状态变化的特征（一）错误!

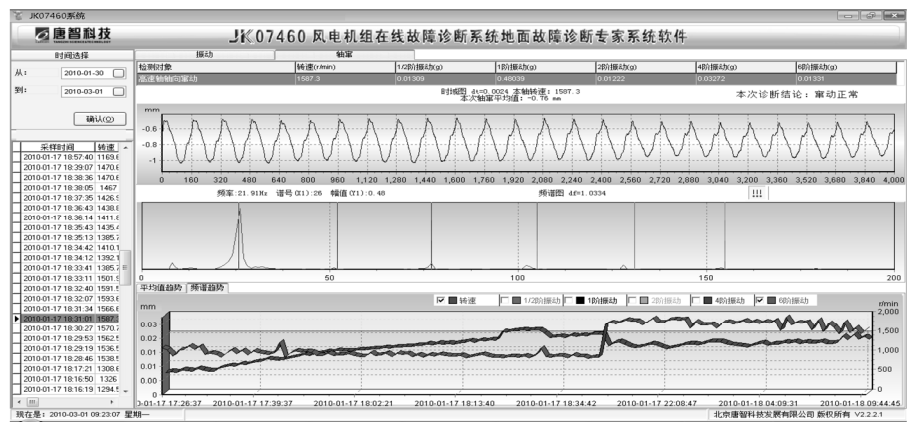


图 4-171 存在着 6 阶振动随转速和状态变化的特征（二）

## 6. 广义共振和塔架振动与故障诊断

在风力发电机运转时，阵风和叶片通过振动都是经常存在的，特别是叶片通过振动则是在风机运转时必然、频繁发生的。由于阵风和叶片通过振动都是脉冲式的，而几乎不可能是正弦的，所以，除了叶片通过振动的频率等于塔架的固有频率时引起共振之外，其他时机都会因脉冲激励力激发塔架的低阻尼谐振系统发生广义共振。

**1) 阵风激励引发的塔架横向广义共振** 图 4-172 所示的是在风机停止运转（转速为 0）的条件下，检测系统以天文时钟触发进行的振动检测样本。采样频率  $f_s=50\text{Hz}$ ，样本长度  $N=2048$ ，检测时间  $T=N/f_s=40.96\text{s}$ 。频谱分辨率  $d_f=f_s/N=50/2048=0.0244140625\text{Hz/bin}$ ，图 4-172 所示的东西方向振动波形的 FFT 分析，在  $p=19.34$  号谱线上出现  $7.18\text{mm}$  的振动，对应的频率是  $f_0 = p \times d_f \approx 0.4722\text{Hz}$ 。



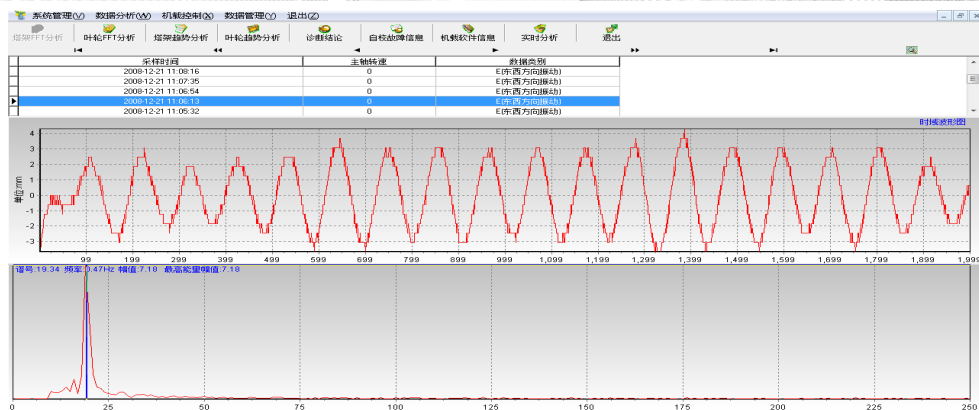


图 4-172 停转风机因阵风激励塔架发生广义共振

图 4-172 所示的波形是塔架在阵风激励下发生的一个广义共振波形，它说明了如下问题。

- 塔架当前的共振频率是  $0.47\text{Hz}$ （与理论设计的量值相符）
- 该频谱及波形的起因是广义共振而不是共振，因为风机没有转速，也就没有周而复始的周期性激振力，而共振是指周期性激振力的频率与物体的固有频率相等时的振动现象。引发共振的主轴转速应当是  $0.47 \times 60 = 28.2\text{r/min}$ ，或者其  $1/3$ ，即  $9.4\text{r/min}$ ，对应的共振激励源分别是叶轮的不平衡和叶片通过对塔架的激励
- 塔架的阻尼甚低，因为该谐振在  $40.96\text{s}$  的采样样本中没有衰减的迹象

在设计检测方案时，应当考虑到充分发挥检测装置的作用与实现信号的利用目的之便利性。

在停转状况下，检测风机在阵风作用下发生的广义共振，有利于发现阵风（特别是台风的阵风）引起的振动幅度，以便估计对于塔架的损害可能性；有利于识别塔架的共振频率及其漂移，以便估计塔架是否受到损害和今后运转时是否发生危险；有利于通过识别共振频率下降和大振幅时出现非线性，以便估计塔架连接件松动、塔架裂损等。

显然，停转状况下的振动信号采集只能使用天文时钟触发。

但在运转状况下，除了检测阵风、叶片通过脉冲激振力引发的塔架广义共振之外，主要还应检测主轴叶轮的不平衡、叶片通过振动中隐含的叶片重大故障，而对于这些与转动有比例关系的信息检测，为了防止转速变动引起的问题，显然不应使用天文时钟触发检测，而应当使用转速跟踪检测。

巧妙的设计是检测转速，如果停转，则使用天文时钟触发采样；如果转速达到  $3\text{r/min}$  则转换为转速跟踪检测。前述的检测信息都是用转速跟踪检测得到的。

跟踪采样的样本长度  $N=2048$ ，主轴转速  $f_n$ ，设计采样信号  $f_s=128f_n$ ，所以谱号分

分辨率  $dp=128f_n/N=0.0625f_n/\text{pin}$ ，主轴频率  $f_n$  对应的谱号  $p_n=f_n/dp=16$ 。

**2) 天文时钟采样与转速跟踪采样的矛盾与统一** 现场转速跟踪样本反映的塔架共振频率是 0.42Hz，而现场天文时钟触发采样的样本反映的塔架共振频率是 0.47Hz，这是如何产生的？

这种问题在以往的产品认证过程中也曾发生：制造厂出具的设计文件标志塔架的共振频率是  $f_A$ ，而鉴定测试的结果却是  $f_B$ ，而且  $f_B < f_A$ 。众所周知，悬臂结构的共振频率下降，就意味着悬臂梁的刚度下降，这可能是材料厚度不足、存在裂纹或结构松动等。于是，要求制造商保证将其塔架的共振频率调整到  $f_A$ ，否则就认为不合格。

但是，在一个较短的、没有经受恶劣环境等过程在内的时段，塔架结构的诸多因素不应发生突变。如果在此时段内塔架的共振频率发生变化，就一定有可以允许的原因在影响其共振频率。

现在来看一组现场检测数据，如图 4-173～图 4-175 所示。注意，转子不平衡对应的谱号是 16，凡是不与该谱号呈整数关系的谱号，都不是转子因素的，对于风机来说，如果该谱出现在设计的共振频率附近，可能就是广义共振的。在大约 2h 内，风机的共振频率发生了如下的变化，第 4 组数据是前节引用的：

- 2008.11.11, 09:55:06, 转速 16.8 r/min。自由振动谱号 27.31，广义共振频率 0.48Hz
- 2008.11.11, 09:57:00, 转速 16.2 r/min。自由振动谱号 29.91，广义共振频率 0.45Hz
- 2008.11.11, 11:47:23, 转速 15.0 r/min。自由振动谱号 26.12，广义共振频率 0.41Hz
- 2009.01.09, 16:12:20, 转速 08.0 r/min。自由振动谱号 15.95，广义共振频率 0.42Hz

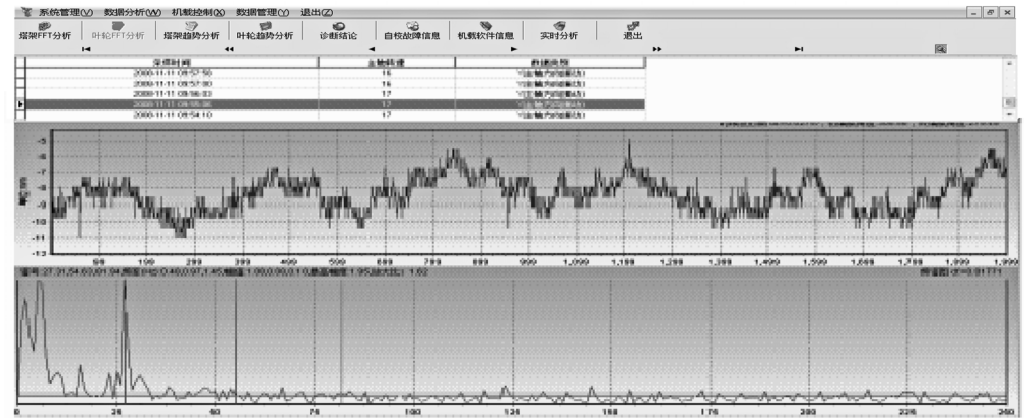


图 4-173 主轴振动 16 号谱的频率 0.28Hz，折算转速 16.8 r/min。自由振动谱号 27.31，频率 0.48Hz



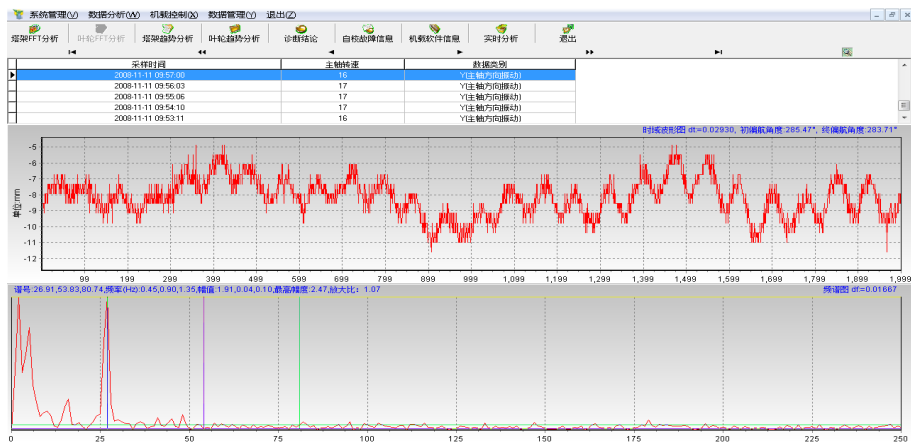


图 4-174 主轴振动 16 号谱的频率 0.27Hz, 折算转速 16.2 r/min。自由振动谱号 29.91, 频率 0.45Hz

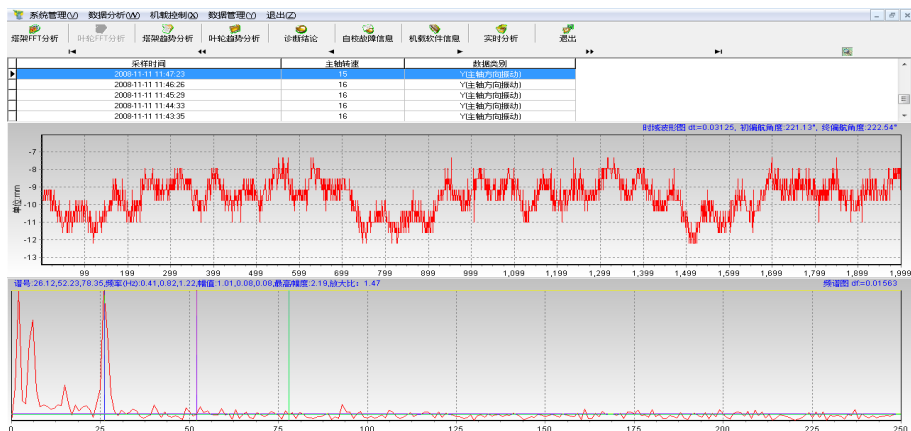


图 4-175 主轴振动 16 号谱的频率 0.25Hz, 折算转速 15 r/min。自由振动谱号 26.12, 频率 0.41Hz

在如此短的时间内，结构不可能发生显著变化，而检测到的广义共振频率却发生了明显变化，唯一对应的变化参数就是转速，或者其隐含的风速、叶轮主轴方向受到的风力。

对于该现象的解释如下所述。

塔架在无风时，向主轴方向前倾，受到向前的弯矩，共振频率较高，如停转时检测到的数值为 0.47Hz，8r/min 时为 0.42Hz；在一定的风力（和转速）下，塔架处于无弯矩状态，共振频率下降，如 15r/min 时为 0.41Hz；在更大的风力（和转速）下则受到向后弯矩，共振频率再次上升，如 16.2r/min 时为 0.45Hz、16.8r/min 时为 0.48Hz。现场还检测到了 0.51Hz 的共振频率，发生在更高的转速下。

经典理论认为弯矩不改变理想悬臂梁的固有频率。但塔架却是由多段空心圆筒

用“T”形法兰盘通过螺栓连接构成的，承受不同的弯矩，便有不同的固有频率。

弯矩改变塔架的固有频率之例比，有如雷琴——它是通过改变金属簧片的弯矩，在琴弓的摩擦下发出不同频率的声调来演奏音乐的。又如，悬空的输电线，风速越大，风摩擦它而发出的广义共振声调越高。认为风力增大给谐振系统附加了更多空气质量的观点是不妥的，因为根据共振频率的公式，附加质量增加只能降低共振频率。况且对于上百吨的风机来说，叶轮附着的空气质量是微不足道的。至于认为大的风速给谐振系统附加了阻尼的观点也不妥当，因为阻尼的作用主要是影响谐振的 $Q$ 值，对于频率的影响是微不足道的。

**3) 分析广义共振信息，识别塔架连接件松动的故障** “T”形法兰盘连接的塔筒的连接螺栓松动和拉断现象时有发生。

风场用户报告说，用望远镜观察“T”形法兰盘连接处，时常可以看到在来风方向出现张开的缝隙，如图 4-176 所示。图 4-177 所示的是被拉断的连接螺栓。

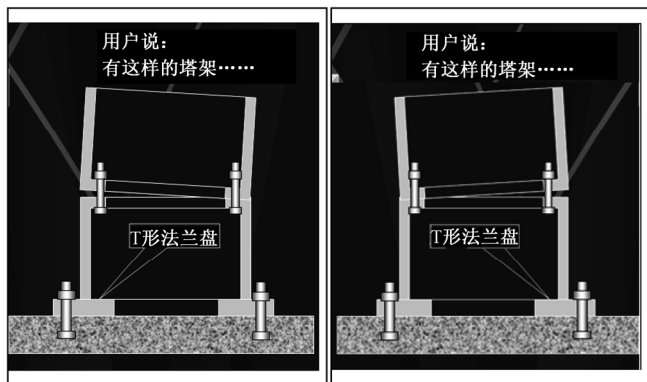


图 4-176 “T”形法兰盘连接处出现张开的缝隙



图 4-177 被拉断的连接螺栓

这种现象一旦发生，在未经维修恢复而遇到强风时，危险便可能接踵而至，风机因塔架折断而倾覆往往在所难免。因此，有必要通过经常性的在线检测，及时识别塔筒的隐患，包括塔筒连接件松动、塔筒裂纹、地脚松动等。

识别事物的变故和隐患，一般来说，以影响其内部应变的大幅度运动为宏观对象，寻找其伴生的突变信息，往往能够得到良好的效果。

塔架在外力作用下的显著宏观运动当属共振与广义共振。在此条件下，塔架出现最大的变形和交变变形。

单向变形和静态变形中的突变事件较难发现，如压力容器裂纹发展时的声发射，塔架在台风作用下的螺栓的拉伸和拉断过程。为了捕获这些现象，对于每一个检测点，需要进行不间断的连续监测，方能不漏过也许只有亿分之一的机会。所以，为了提高捕获信息的概率，人们总是努力避免“守株待兔”式的被动检测方式，而是

改进为创造条件的试验方式,如给压力容器施加压力,对诱发裂纹扩展的时机进行测量;对风机而言,则很难仿照该方式进行“扩展检测”。

充分利用装备自发的交变运动过程,特别是有规律的、周期性的交变过程,不仅免除了进行试验性测试的复杂、苛刻条件,而且大幅度提高了信息出现的概率,从而为在线的、不附加条件的非转机械故障识别创造了可能。

广义共振这一物理现象的充分利用,就为“随遇激励故障侦查”提供了符合自然规律的物理基础。

具体针对风机塔架的上述故障,一种可行的途径就是对塔架检测传感器输出的东西、南北振动信号进行分析,研究其中信息宏大的广义共振信号,从中提出识别有关故障的途径。

在小阻尼情况下,激励所产生衰减振动方程为

$$x(t)=A_0e^{-\beta t}\cos(\omega_1t-\Psi)=A_0e^{-\beta t}\cos(2\pi f_1t-\Psi) \quad (4-55)$$

式中,  $\omega_1=(K/M)^{0.5}/(2\pi)$ 。因为引起该过程的因素——刚度  $K$ 、质量  $M$ 、阻尼  $\beta$  都是常量,所以它是一个线性方程。

塔架出现故障后,如图 4-176 所示,至少其刚度  $K$  已经变为非线性和不连续的,而使得该函数变为非线性、非连续的,这就为通过该信息识别故障提供了条件。

由于松动,塔架出现图 4-176 所示的运动,可以近似地用下述方程描述:

$$x(t)=A_0e^{-\beta t}\cos(\omega_1t-\psi)+(2B_0/\pi)[\sin(\omega_1t)+(\sin 3\omega_1t)/3+\sin(5\omega_1t)/5+\cdots] \quad (4-56)$$

表征良好塔架振动的第 1 项的 FFT 分析只有 1 条谱线  $f_1$ ,如果样本的长度恰好等于该广义共振从开始到结束,其幅度约近似为  $A_0/4$ 。

$B_0$  是松动的总间隙,第 2 项是一个频率为  $\omega_1$  的方波函数的傅里叶展开式。

在出现松动故障后,复合振动将快速摆过间隙的宽度,波形近似方波。所以式 (4-56) 中的第 2 项的 FFT 是明确的:含有频率为  $f_1$  的第 1 条谱线,其幅度为  $2^{0.5}\times B_0$ ,含有  $3f_1$ 、 $5f_1\cdots$  谱线,幅度分别是第 1 条谱线的  $1/3$ 、 $1/5\cdots$ 。

对于上述波形可以用图 4-178 所示的电路进行信号特征的模拟研究。

一个阵风阶跃,激发良好塔架发生 0.44Hz 的广义共振,最大幅度约  $A_0=193\text{mm}$ ,大约 200s 衰减到接近于零。但因为故障塔架存在约  $2B_0=20.22\text{mm}$  的间隙,所以由该松动引起的振幅为 10.11mm 的近似方波。这两者叠加,则产生最大约 202mm 的振幅,如图 4-179 所示。

由于线性广义共振和渡越间隙的方波的 1 阶实部和虚部频谱同相,所以 1 阶谱的幅度等于两者的幅度叠加,其叠加值大于相叠加的广义共振 1 阶幅度和方波的 1 阶幅度,而 3、5 $\cdots$ 奇数阶的幅度则由方波的奇数阶幅度决定。结果,虽然方波的 1、3、5 $\cdots$ 的幅度符合 1、 $1/3$ 、 $1/5\cdots$ ,而叠加波的各阶谱的幅度却是 1、 $<1/3$ 、 $<1/5\cdots$ 的关系。只有在广义共振的幅度远小于松动方波的幅度时,叠加后的幅度才接近 1、3、5 $\cdots$ 的关系,如图 4-180 和图 4-181 所示。

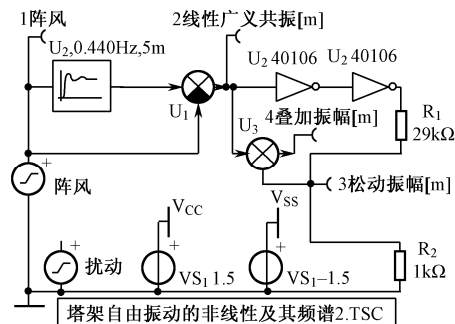


图 4-178 信号特征仿真模型

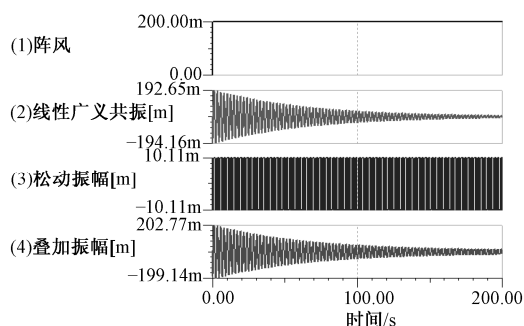


图 4-179 最大振幅约 202mm

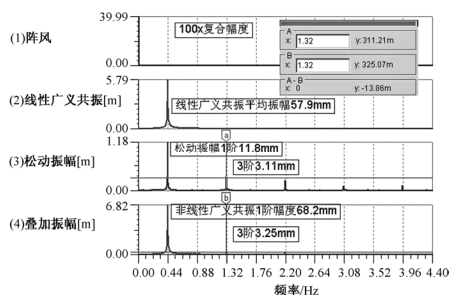


图 4-180 线性广义共振叠加（一）

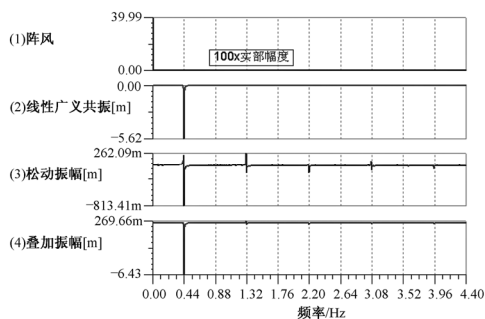


图 4-181 线性广义共振叠加（二）

由此，可以小结如下：

- 如果没有松动，则广义共振的频谱只有 1 阶谱
- 如果存在松动，则广义共振与松动方波叠加，频谱出现共振频率的奇数阶谱线
- 如果 3 阶谱线幅度接近 1 阶谱线幅度的 1/3（如 30%），则松动方波振动为主要振动方式；这种情况应当很容易出现，因为渡越间隙没有弹性阻力，只需要很小的力就可以实现，而克服间隙之后，塔架的刚度跃变到近似没有松动时的刚度，需要很大的力才能引起可观的位移

以线性广义共振幅度等于松动冲击幅度这种临界状况为例，对数据分析如下：

$$x(t) = A_0 e^{-\beta t} \cos(\omega_1 t - \psi) + (2B_0 / \pi) [\sin(\omega_1 t) + (\sin 3\omega_1 t) / 3 + \sin(5\omega_1 t) / 5 + \dots] \quad (4-57)$$

按照该函数，可以近似估计理想波形、频谱的各种参数：

- 线性自由振动的最大峰值： $A_0$ ，其 1 阶谱的幅度  $A_1$ ；
- 松动方波振动的最大峰值： $0.5B_0$ ，其 1 阶谱的幅度  $B_1=2 \times B_0/\pi$ ，3 阶幅度  $B_3=2 \times B_0/3\pi$
- 线性振动与方波叠加峰值： $D_0=A_0+0.5B_0$ ，1 阶幅度  $D_1=A_1+B_1$ ，3 阶幅度  $D_3=B_3$

参照图 4-182~图 4-185 所示的测试数据，在仿真图形测量结果中，松动幅度 3

阶/1 阶=0.2894, 小于理论值  $1/3$ ,  $1/3/0.2894=1.152$ 。但这更贴近实际, 因为渡越松  
 动间隙需要时间, 松动方波不可能有陡峭的前后沿, 也就决定了松动方波的高阶分  
 量幅度小于理想方波的对应高阶分量幅度。

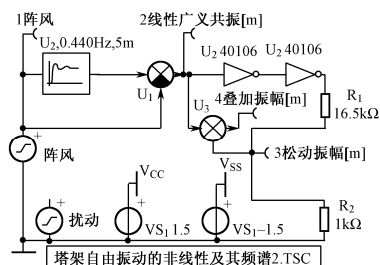


图 4-182 测试仿真模型

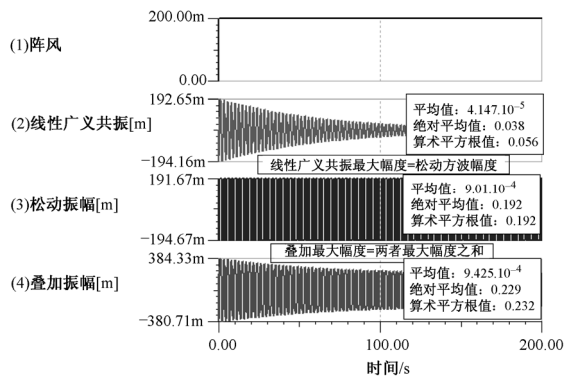


图 4-183 测试数据（一）

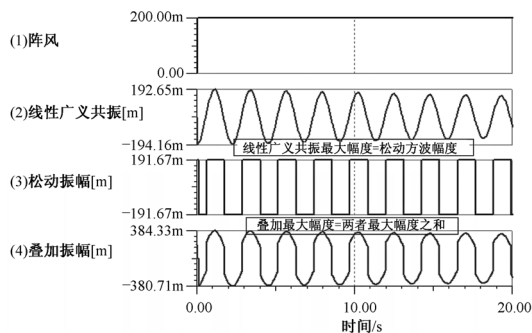


图 4-184 测试数据（二）

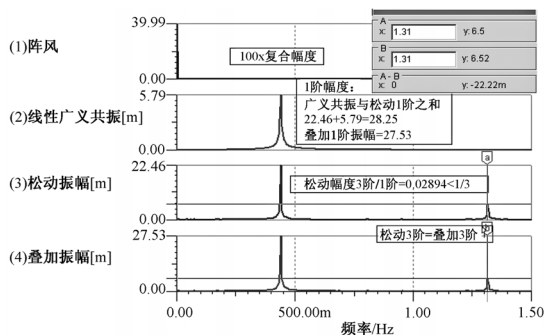


图 4-185 测试数据（三）

在仿真图形测量结果中, 广义共振和松动各频谱的 1 阶之和:  $22.46+5.79=28.25$ ; 而叠加波形 FFT 分析所得 1 阶振幅为 27.53, 二者接近。

在上述三个关系中, 唯一难以建立函数关系的是自由振动的 1 阶谱  $A_1$  与其波形最大值  $A_0$  之间的关系, 虽然  $A_1$  是波形的绝对平均值或方均根值, 但因为样本所截取的不见得是一个完整的自由振动过程。但尚可以将上述 3 个关系归纳, 建立起识别松动方波幅度  $B_0$  的函数:

(1) 测量叠加波形的最大峰峰值  $2D_0$ , 计算得到  $D_0$ 。

(2) 测量叠加波的频谱  $D_3$ , 如果是理想的松动方波, 则由理想的  $B_1=3D_3$ , 理想的  $B_0=(3\pi D_3)/4$ ; 但实际松动方波不是理想方波, 做如下近似估计:

(3) 计算可能修订的  $B_1=3 \times 1.152 \times D_3=3.455D_3$

(4) 计算可能修订的  $B_0=(3\pi D_3) \times 1.152/4=2.714D_3$

(5) 测量  $D_1$ , 计算  $A_1=D_1-B_1$ 。

诊断报告可以提供下述参数:

- 叠加振动的最大幅度:  $D_0$
- 松动振动的最大幅度:  $B_0=2.714D_3$

## 注意

由于塔架的中、下部承受的风力的弯矩大于上部, 而下部底座使用“T”形法兰盘, 连接螺栓成倍增加, 所以螺栓松动、断裂的故障主要发生在中部。而塔架上部则因承受的弯矩小, 则既不易发生故障, 也就不担心不易发现。

一旦出现松动, 如塔架的中部两段塔筒之间张开的缝宽  $L=10\text{mm}$ , 与传感器安装平台的距离  $H=20\text{m}$ , 塔筒的直径  $D=2\text{m}$ , 则出现的方波振动幅度  $B_0$  将远大于  $L$ 。其推导如下所述。

如图 4-186 所示, 则有  $L/D=B_0/H$ , 所以解得:  $B_0=L \times H/D$

对于本例,  $B_0=L \times H/D=10\text{mm} \times 20\text{m}/2\text{m}=100\text{mm}$

为了使塔架的松动能够转换为近似方波的振动波形, 需要借助于塔架的广义共振。

停机状态下的阵风能够激发塔架的广义共振, 所以可以在停机状况下进行不间断检测, 分析每一个样本 ( $N=2048$ ,  $f_s=50\text{Hz}$ ,  $T=40.96\text{s}$ ) 的信息, 如果确有故障, 总可以捕获到故障特征的信息。特别是在停机状态下, 信息环境相当净化, 没有转动机械的振动、冲击信息干扰。应当充分利用这种条件。图 4-187 所示的是停转时的塔架振动检测, 既没有在振动波形的中部出现突变, 也没有在频谱上出现共振频率的 3、5 阶频谱, 表明该塔架没有连接件松动的故障。

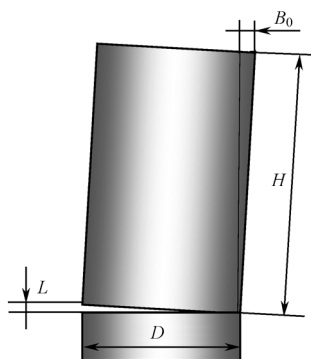


图 4-186 塔筒之间缝隙

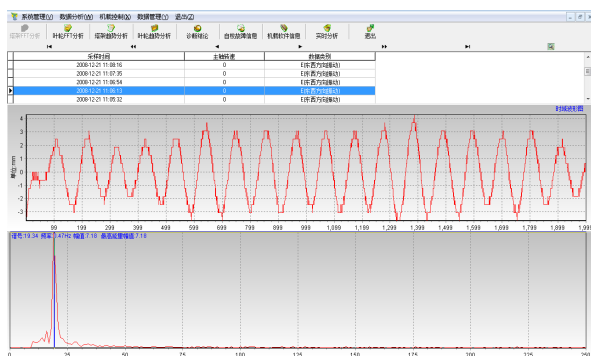


图 4-187 停转时的塔架振动检测

在风机运转状况下，固然还存在突变风引起的广义共振，但相对于叶片通过脉冲激励引发的广义共振而言也许是相对较小的。因此，充分利用叶片通过激励的广义共振，和叶片通过频率接近或等于塔架共振频率时出现的大振幅实现塔架松动检测是有利的。

在风机运转时，如果塔筒存在松动，则因风力对叶轮的推力指向主轴的后方，所以塔筒的开口在前方；但因为叶片通过塔筒前方引起的脉动力虽然是减少叶轮受到的总推力，但不至于减少到叶轮受到的推力反向。所以，依靠强迫力作用，塔架前方的开口不会闭合，更不会正反向相继交替开口。唯有在叶片通过频率等于或接近塔架共振频率时，小的脉动力引起强大的共振振动，才有可能使塔架的开口随着接近于共振的大振动而发生正反向相继交替开口，对于塔架松动的识别才能实现。因此，主轴转速通过塔架共振频率的 1/3 附近的时机，是最好的侦察塔筒松动故障的时机。

图 4-188 所示的是转速为 11r/min 时的信息，可见到叶片通过振动谱线约 48 号（频率 0.548Hz）、塔架广义共振谱线 41 号（频率 0.471Hz），但既没有 41 号谱线的 3 倍频谱线（123 号），也没有 48 号谱线的 3 倍频谱线（144 号）。而且振动波形也没有在中部出现突变。所以认为该风机没有塔架连接件松动故障。没有 32 号、54 号谱线（叶片通过振动的边频），所以也没有叶片重大损伤。

图 4-189 所示的是转速为 12r/min 时的信息，可见到叶片通过振动谱线约 48 号（频率 0.598Hz）、塔架广义共振谱线 39 号（频率 0.488Hz），但既没有 39 号谱线的 3 倍频谱线（117 号），也没有 48 号谱线的 3 倍频谱线（144 号）。而且振动波形也没有在中部出现突变。所以认为该风机没有塔架连接件松动故障。没有 32 号、54 号谱线（叶片通过振动的边频），所以也没有叶片重大损伤。

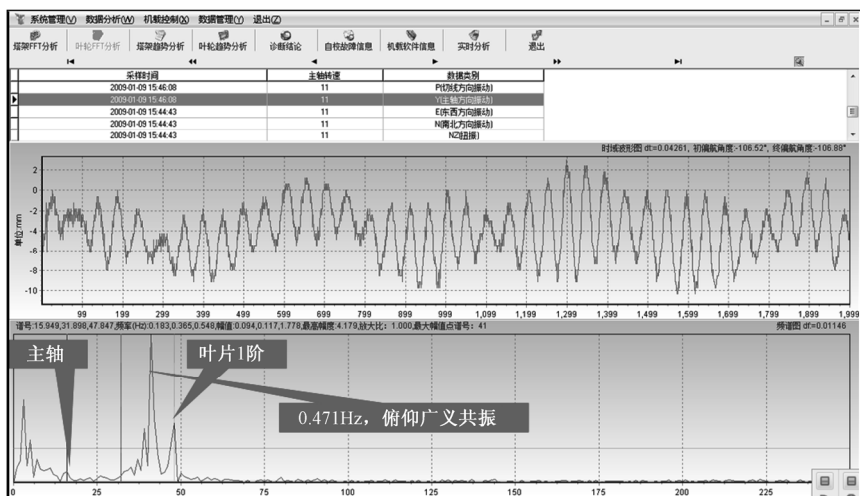


图 4-188 转速为 11r/min 时的信息

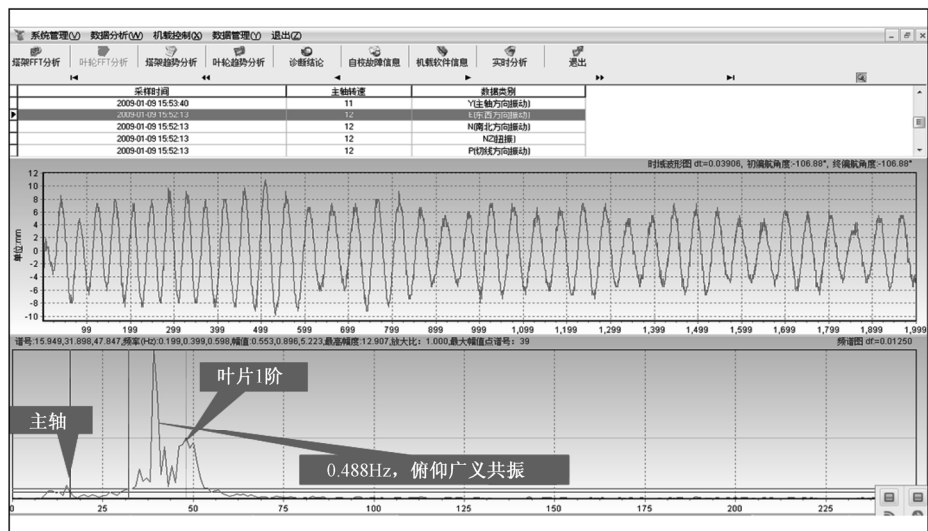


图 4-189 转速为 12r/min 时的信息

图 4-190 所示的是转速为 16r/min 时的信息，可见到叶片通过振动谱线约 48 号（频率 0.598Hz）、塔架广义共振谱线 27 号（频率 0.449Hz），但既没有 27 号谱线的 3 倍频谱线（89 号），也没有 48 号谱线的 3 倍频谱线（144 号）。而且振动波形也没有在中部出现突变。所以认为该风机没有塔架连接件松动故障。没有 32 号、54 号谱线（叶片通过振动的边频），所以也没有叶片重大损伤。



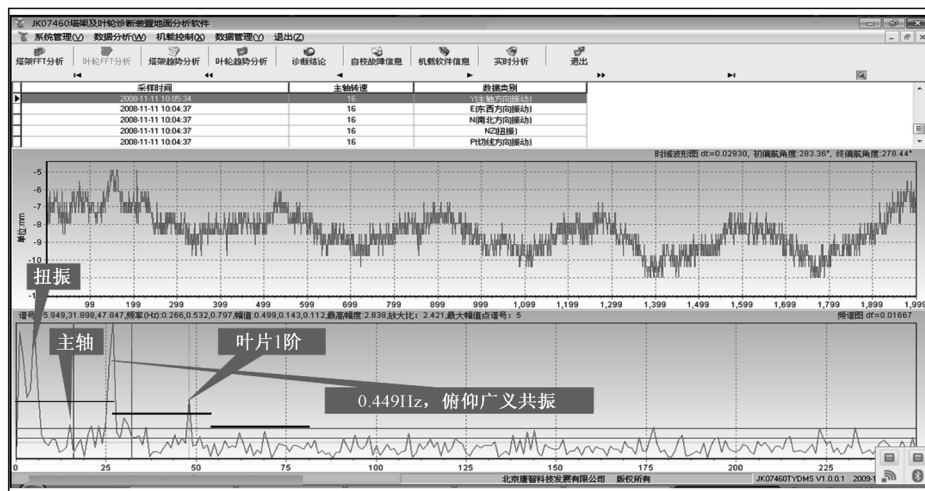


图 4-190 转速为 16r/min 时的信息

这里的塔架广义共振频谱（27 号）出现在转频的 2 阶（32 号）谱线以下，却也出现了突出的谱线，表明塔架的广义共振极易发生。但同样没有找到塔筒松动的证据。

根据上述分析，可以认为塔筒没有松动。为了证实诊断正确，到风机上进行了检查，如图 4-191 所示。

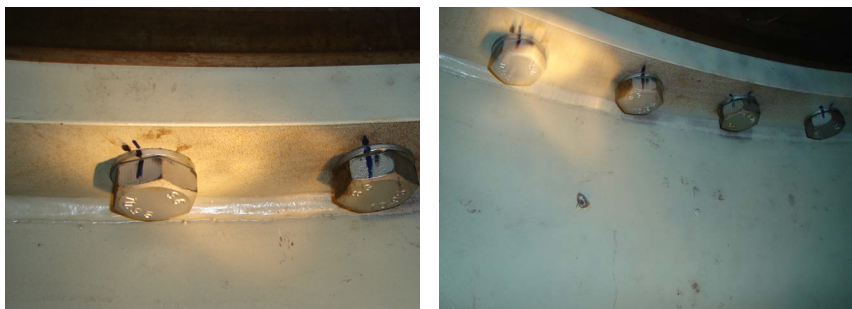


图 4-191 在风机上进行的检查证实诊断正确

紧固“T”形法兰盘的螺栓安装后作了标志，以便发现它们是否因松动而转动。图 4-191 表明，在二次紧固和二次标志后没有松动，更没有螺栓拉长、拉断的迹象。因为如果螺栓松动，是很容易在发生扭振时引起螺栓转动的。而图 4-190 中的 5 号谱线（频率 0.083125Hz）就是风机塔架发生扭振的疑似谱线（该问题在 4.3.4 节讨论）。

报告图 4-186 所示故障的维修人员说，所发现的塔筒张口故障出现后，在风机运转时引起机舱中的设备发生强烈的振动。分析认为，这是因为该松动引起了非线性强迫振动或广义共振，其中所含非线性的、方波波形的成分，就是（钝）冲击，它

足以引起机舱中所有大型部件、组件发生广义共振，所以出现强烈振动。对于这一解释的证据也同样来自维修人员的报告：由于用扭矩扳手无法对法兰盘开口处已经松动的螺栓进行紧固，便用钢片将集中在塔筒一侧的法兰盘开口楔紧。结果，机舱中的那种强烈振动便消失了。

但是，这种维修方式是不妥当的。对图 4-186 所示的计算证明，如果该法兰盘距离机舱的高度为 20m，塔筒的直径为 2m，则法兰盘 10mm 的开口就意味着机舱的中心偏离塔架底盘的中心 200mm。而风机允许的该偏移极限是约 500mm，因此该风机允许的塔架顶部振动幅度，便从 500mm 减小到 300mm。如果按照 500mm 作振幅报警，则不能防范风险。

正确的方法应当是先紧固未开口侧的螺栓，等到风向反向，将原先开口侧的法兰盘间隙消除后，再紧固该侧的螺栓。这就能将塔架的松动消除而又保障机舱与地脚底盘的中心同心。

**4) 分析广义共振信息，识别塔架的疲劳、裂纹故障** 除了塔架连接件松动这类可见的、致命的故障外，塔筒的故障形式还有塔筒疲劳、隐性裂纹、塔筒局部向里凹陷等。这些故障将在突发外力作用下发生破坏危险。因此有必要通过日常监测发现这些故障。

识别此类故障的途径仍然是利用广义共振。因为上述故障的塔筒的刚度  $K$  将明显下降，从而使共振频率下降。利用停转状况下的振风激励的塔将广义共振检测其固有频率的变化可能是较好的方法，因为该广义共振的环境条件比较单一，没有转动部件的各种作用力引起的其他振动“干扰”检测。

但是，刚度对于共振频率  $f_0$  的影响不甚灵敏，因为共振的频率函数中，刚度  $K$  被开平方： $f_0 = (K/M)^{0.5} / (2\pi)$ ，即使刚度  $K$  下降到 50%，共振频率  $f_0$  也仅下降到 70.7%；刚度下降到 80%， $f_0$  下降到 90%。

风机的停机状态如果规范为侧风、顺桨、制动，并在一定的风速范围下检测，则能够防止风力对塔筒施加的弯矩差异对塔筒刚度的影响，那么所检测得到的广义共振的频率变化，便只有塔筒本身刚度变化这个唯一的因素。这就可以规定一个允许的最低值，与此前的设计值（如果设计是基于上述测试相同的环境条件的）比较。例如，如果  $f_0$  测试结果降低到设计值的 90%，则意味着塔架的横向刚度降低到了 80%。

需要对塔架至少进行的两个正交方向进行测试，任意方向的刚度下降到极限值都意味风险。

例如，图 4-187 所示的测试结果是  $f_0=0.47\text{Hz}$ ，等于设计指标，意味着塔筒刚度没有变化，也就不存在可观的塔筒疲劳、隐性裂纹、塔筒局部向里凹陷等故障。

然而，停机测试的条件苛刻，不易满足，但可以设计多种方式，特别是风速条件变化的多种方式，通过定期测量，统计相同条件下的数据，通过历史趋势分析，识别故障的蛛丝马迹。

但停机测试毕竟有太多的操作，而且在发电的黄金季节作停机测试更不受欢迎。于是人们更期望进行运转测试，特别是不需要任何机械操作的运转测试。

如果测试系统能够掌握风机的相关参数，进行相同环境条件测试仍然是可以实现、甚至自动实现的。所需的参数是风向、主轴方向、风速、转速，输出功率；用于规范检测环境条件。其原因是已经发现不同的上述条件下的塔架共振频率不同，最大可能有 20% 的差别。如果不加规范，则必然发生误诊。规范环境设计侦察条件见表 4-10。

表 4-10 规范环境设计侦察条件

| 日 期      | 风向/(°) | 主轴方向/(°) | 风速/(m/s) | 转速/(r/min) | 功率/MW | 共振频率/Hz | 备 注 |
|----------|--------|----------|----------|------------|-------|---------|-----|
| 20080128 | 107    | 105      | 7.00     | 1350       | 1.05  | 0.473   |     |
| 20080129 | 105    | 105      | 7.10     | 1355       | 1.08  | 0.473   |     |
| ⋮        | ⋮      | ⋮        | ⋮        | ⋮          | ⋮     | ⋮       |     |
| 20090210 | 107    | 105      | 7.15     | 1356       | 1.09  | 0.470   |     |

风向可以视所在风场的经常性风向设定，主轴方向则可选定为风向，风速以选择风场常见风速为好，转速、功率也以该风机的常见状态为好。由于软件可以同时检测东西、南北的振动并计算出主轴、横向振动，因此只要设计几个“风向”分布在 90° 以内的方案，则几乎可以对塔架进行全方位的监测。

检测系统的软件在发现运行参数符合设定参数时，就保留该样本，并通过广义共振信息分析可能获得的共振频率，与所有上述参数一同登记在“共振频率”一栏。由于环境参数一致，可望在没有塔筒故障时，其共振频率变动范围不大于 3%；而在发现变化 10% 时则发出警报。

可以设计多种组合参数环境条件，以便对塔架进行更频繁的检测。

设计为每天保留一次统计档案和一个有代表性的样本。统计档案是 10 次检测，并且结论的离散度不大于 3% 的数据的平均值。

趋势分析软件列出按日期排列的各种组合的共振频率曲线，使管理人员一目了然地了解塔架状况。软件应在发现共振频率下降到初期的或理论的 95% 则发出警报提示，并尽可能提示故障发生的方位。

#### 4.3.4 风力发电机的冲击测试与故障诊断

虽然振动检测用于风力发电机故障诊断取得了诸多的成果，但对于识别某些内在的故障却成效甚微，如轴承、齿轮故障等。这是因为此类故障初期的力学特征是冲击，而不仅是振动。

对于机械内部零部件初期故障引发的冲击，使用振动分析技术往往不能敏锐识

别。图 4-192 是研究这个问题的仿真：设有 3 个正弦振动，频率分别是  $f_1=500\text{Hz}$ 、 $f_2=1800\text{Hz}$ 、 $f_3=2000\text{Hz}$ ，幅度均为  $1\text{m/s}^2$ ，还存在 1 个冲击，频率为  $f_4=100\text{Hz}$ ，幅度也是  $1\text{m/s}^2$ ，冲击的脉冲为半波正弦，宽度是  $50\mu\text{s}$ 。

用于检测该机器振动与冲击的传感器，是一个具有平坦的低频响应和在  $f_0=10\text{kHz}$  具有谐振响应、谐振放大系数  $G=10$  的压电加速度传感器。

为了识别所检测的振动信号的频率成分，经典的技术途径是对信号作 FFT 分析，以其各振动成分的频谱来描述。但是，图 4-191 所示的对传感器信号的直接 FFT 分析，虽然  $f_1=500\text{Hz}$ 、 $f_2=1800\text{Hz}$ 、 $f_3=2000\text{Hz}$  三种正弦振动都能准确表现，却找不到  $f_4=100\text{Hz}$  的冲击的谱线。对照 Z4 谱信号可见，是应该存在幅度为  $6.37\text{mm/s}^2$  的频谱为  $100\text{Hz}$  及其整倍数的大量谱线的。至少可以认为机器上的常规正弦振动的频谱远大于相同量级的冲击的频谱，以致掩盖了故障冲击的频谱。这就表明，试图通过 FFT 分析从繁杂的振动中提取冲击信号时十分困难的。仔细分析图 4-193 所示的传感器信号波形，可以看到对应冲击发生的时机，传感器信号波形上叠加有更高频的信号；用 4-194 所示为低频 FFT 分析频谱。图 4-195 所示的宽频带 FFT 分析频谱表明，传感器信号的频谱在  $10\text{kHz}$  附近存在能够看得到的密集的谱线。这就是具有  $10\text{kHz}$  谐振频率的传感器对于  $100\text{Hz}$  冲击的广义共振响应。这就是实现机械冲击信息提取所能够找到的最鲜明的出路。

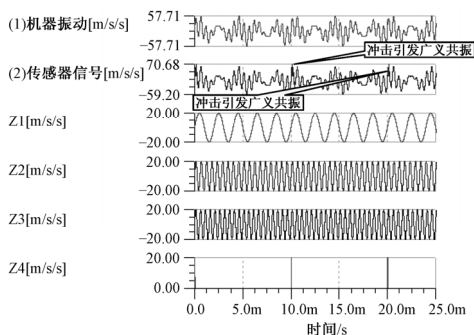
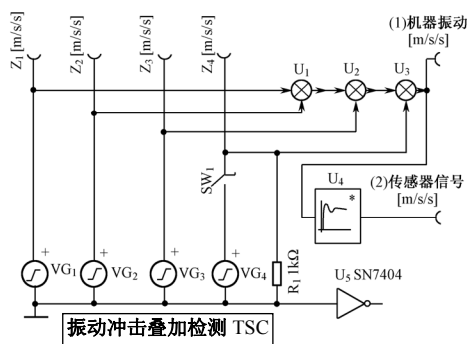


图 4-192 机器振动冲击信号的仿真与检测 图 4-193 各振动信号的波形和机器、传感器波形

### 1. 机械冲击的共振解调定量检测技术

机械传动系统内部初期故障引发滚动工作面或配合面之间发生微冲击，重大故障则引发大冲击。该冲击引起机械迅速破坏而发生事故，而该冲击的特征不同于现有环境试验标准规定的冲击特征，不能用现有的冲击检测方法实现检测。为解决该问题，需要提出新的检测方法。

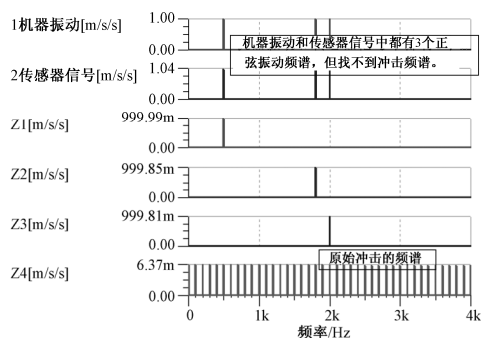


图 4-194 检测信号的直接 FFT 分析, 低频段

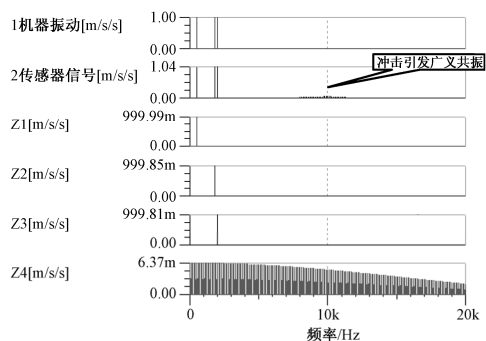


图 4-195 检测信号的直接 FFT 分析, 宽频段

**1) 共振解调定量检测技术** 机械运行中不能允许相对运动的配合面之间有较大冲击, 因为即便是微冲击也可以引起机械局部急剧疲劳。例如, 轴承的滚动工作面的初期损伤就往往引起冲击和破坏。

与产品例行试验的强大冲击相比, 所要检测的机械内部故障所致的冲击是微小的, 不仅幅值小, 冲击的持续时间也非常短暂。

现有标准 (如《振动/冲击/落下试验标准》) 规定, 对产品及带有包装的产品进行冲击试验, 以考核无包装产品在运用中受到意外的损害和被包装保护的产品在承受运输、装卸过程中所受到的外力冲击对产品的损害程度和产品经受这些冲击后的可靠性程度。在这些标准中, 规定的冲击方式有: ① 半波正弦试验——外观强度适用; ② 高加速冲击试验; ③ 方波试验——结构强度适用; ④ 锯齿波试验。该标准规定的冲击脉冲力的作用时间为  $200\mu\text{s} \sim 11\text{ms}$ , 冲击的加速度为  $30\text{g} \sim 30000\text{g}$ , 或者跌落的高度为  $30 \sim 170\text{cm}$ , 跌落的接触地面一般以钢材及水泥地面为主, 接触平面必须平坦且大于试件最大尺寸。

现有标准和方法没有涉及机械内部零部件出现故障后, 在运行中相互冲击的检测方法。例如, 最明显的差别是机械部件中的轴承、齿轮、轨道交通的车轮、机械的转子与静子因故障损伤后的碰撞冲击, 是高硬度的钢铁材料的相互冲击, 该自然冲击发生后两者立即反弹, 冲击波的形状主要是半波正弦波, 冲击波的宽度与金属硬度成非线性反比, 与冲击强度和冲击速度成非线性正比; 冲击波的持续时间约为  $8 \sim 50\mu\text{s}$ , 不同于机械冲击试验标准的规定。

冲击试验标准所规定的冲击信号持续时间长, 冲击波的频谱范围低。这些冲击波形容易用现有的加速度传感器 (其平坦的频率响应达到  $10 \sim 20\text{kHz}$ ) 实现检测。但机械内部的故障损伤冲击的脉冲宽度较冲击试验标准规定的宽度小一个数量级以上, 如图 4-196 所示。这些冲击波形不能用现有的、平坦频率响应仅  $20\text{kHz}$  加速度传感器实现检测, 而需要频率响应高达  $200\text{kHz}$  以上的传感器进行检测, 而这样的传

传感器是不可多得的；即使用这样的传感器，检测其信号的 A/D 变换器需要约 1MHz 的采样频率；更加严重的问题则是机械运行故障冲击的信号幅度小，被强大的中、低频振动掩盖着，故障冲击直接检测的信噪比很差，而不像冲击试验时的冲击信号那样不仅强大，并且几乎不受其他的振动干扰。

特别是同等幅度的振动和冲击在机械上叠加后，不仅从时域波形（见图 4-197）中不易获得信息，而且在传感器接收振动冲击后输出信号的频谱分析中也几乎不能得到冲击的频谱。

**2) 共振解调定量检测技术原理** 一种对机械内部零部件故障在运转时或相互碰撞时所引发的短暂冲击实现有效检测的共振解调检测方法如图 4-198 所示。

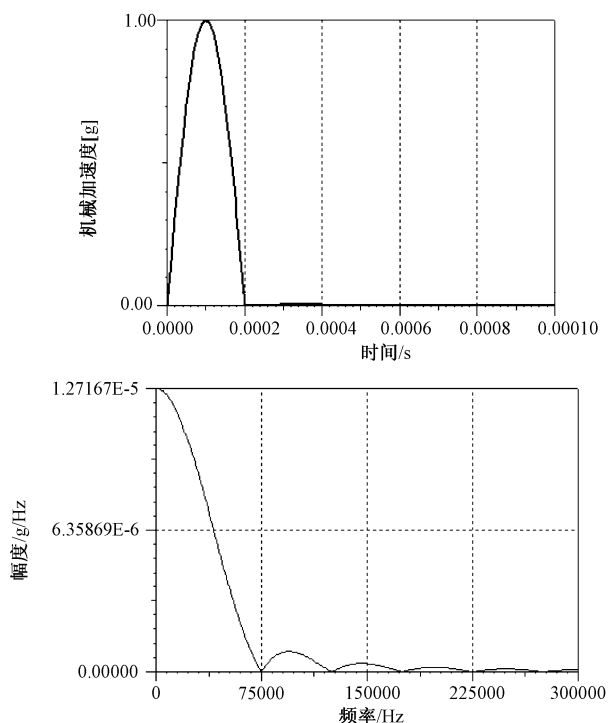


图 4-196 20μs 的半波正弦冲击的波形与频谱

安装在被检测的机械上的加速度传感器 1 的信号由电子共振器 2、检波器 3 和低通滤波器 4 处理后输出。加速度传感器 1 是其频率特性含有频率为  $f_1$  的高频广义共振峰的加速度传感器，而电子共振器 2 的共振频率  $f_2$  等于或低于  $f_1$ ，它选择传感器受到冲击激励所产生的等于传感器广义共振频率  $f_1$  的信号，或者将传感器的广义共振频率为  $f_1$  的信号变换为频率等于  $f_2$  的广义共振信号，经过检波器 3 检波和低通滤波器 4 平滑滤波，输出共振解调信号。共振解调具有如下优良性质，从而能够剔除常

规振动信号，唯一地提取冲击信号。

- 富集冲击脉冲高频能量集中在广义共振频率上释放，具有放大性
- 展宽冲击脉冲的信息便于发现，具有展宽性
- 剔除所有低频振动，只提取故障冲击的共振解调波，具有选择性
- 没有故障冲击就没有共振波和共振解调波，具有对应性
- 共振解调波幅度的大小，与冲击的大小的成正比，具有比例性
- 共振解调后的信号转换为与冲击对应的低频的波形，具有低频性
- 共振解调频谱呈间隔均匀的梳状，不同于振动频谱，具有多阶性

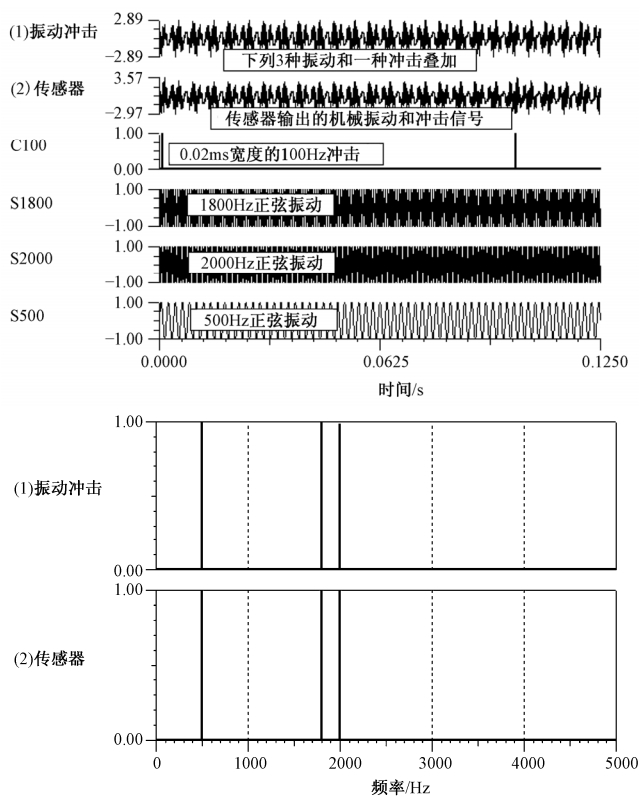


图 4-197 同等幅度的振动和冲击在机械上叠加的波形和频谱

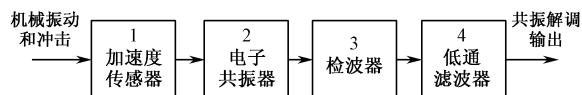


图 4-198 机械故障冲击共振解调检测的方案示意图

3) 关于度量机械共振解调微冲击的物理量 **SV** 共振解调检测方法定义为，对于

$20\mu\text{s}$  的峰值为  $a=1g$  的半波正弦冲击脉冲加速度, 经过图 4-198 所示的由加速度传感器、电子共振器、检波器、低通滤波器续接构成的共振解调检测电路处理后, 由低通滤波器输出的共振解调波峰值表征为冲击值  $C=100\text{SV}$  的无量纲量值。之所以说  $\text{SV}$  是无量纲量, 是因为虽然冲击值  $100\text{SV}$  对应冲击加速度  $1g$ , 却不是普遍意义的加速度值和冲击加速度值, 而是特定的  $20\mu\text{s}$  脉宽、半波正弦波形的冲击加速度峰值。它与经典物理量之间的溯源关系已由其定义明确规定。该冲击值有利于在特定领域有效、方便、规范地检测和度量机械故障冲击, 并有利于与一般意义的加速度区别。

(1) 共振解调检测输出与传感器广义共振频率的关系: 在由电子共振器、检波器和低通滤波器组成的检测仪器中, 由电子共振器决定的共振频率  $f_2$ , 可以等于或低于传感器的共振频率  $f_1$ , 通过调整传感器或系统的增益, 实现传感器与仪器组成的共振解调检测系统对于脉宽  $8\sim 50\mu\text{s}$  (建议规范值为  $20\mu\text{s}$ ) 的、各种波形 (建议规范为半波正弦) 的、峰值为  $0.01g$  的冲击加速度, 定义为输出冲击值  $1\text{SV}$ 。

对于脉冲宽度不等于  $20\mu\text{s}$  的、脉冲波形不同于半波正弦的机械冲击, 共振解调检测到的冲击值是以  $100\text{SV}/1g$  的量值关系表征机械冲击中含有相当于  $20\mu\text{s}$  的半波正弦机械冲击的量值。

在上述方案中, 加速度传感器的频率特性所含高频广义共振峰的谐振频率  $f_1$  必须高于机械上所有大于  $0.1g$  的常规振动的频率。加速度传感器的谐振频率为  $f_1$  的高频广义共振峰的  $3\text{dB}$  带宽  $B_1$  必须高于机械上最高转速的转动部件之转速频率的  $40\sim 50$  倍, 建议值为  $45$ 。电子共振器的共振频率  $f_2$  必须高于机械上所有大于  $0.1g$  的常规振动的频率和不高于传感器的谐振频率  $f_1$ 。共振频率为  $f_2$  的电子共振器谐振峰的  $3\text{dB}$  带宽  $B_2$  必须与传感器串联后仍高于机械上最高转速的转动部件之转速频率的  $20\sim 40$  倍, 建议值为  $30$ 。共振频率为  $f_2$  的电子共振器在低于  $f_2/2$  的频率或在机械的最高振动频率  $f_0$  上, 相对于  $f_2$  的低频衰减特性为  $40\text{dB}$  及以上。电子共振器的衰减特性由于谐振带宽或品质因素  $Q=f_2/B_2$  的限制而不能达到对  $f_2/2$  频率衰减  $40\text{dB}$  时, 可以增加相应的、在电子共振器后置的高通滤波器辅助。平滑滤波的低通滤波器的高频截止频率  $f_4$  等于电子共振器带宽  $B_2$  的  $2\sim 5$  倍, 建议值为  $2.5$  倍, 其高频衰减特性不少于  $18\text{dB}/\text{倍频程}$ 。

设加速度灵敏度为  $SA=\text{mV}/g$ , 如  $SA=10\text{mV}/g$ , 冲击值灵敏度为  $SC=\text{mV}/\text{SV}$ , 如  $SC=1\text{mV}/\text{SV}$ , 则  $20\mu\text{s}$ 、 $1g$  半波正弦冲击的信号幅度为  $10\text{mV}$ ; 无论加速度传感器、电子共振器、检波器和低通滤波器如何合理设置, 均须保证对应的共振解调检测冲击值为  $100\text{SV}$ , 共振解调检测信号输出幅度峰值为  $100\text{mV}$ 。

图 4-199 所示为某传感器的广义共振频率为  $12\text{kHz}$ , 谐振增益为  $20\text{dB}$ , 电子共振器的谐振频率也为  $12\text{kHz}$ , 通过调整系统的增益, 最终输出的共振解调信号必须符合对于  $20\mu\text{s}$ 、 $1g$  的半波正弦冲击加速度输出  $100\text{SV}$  的定义关系。

图 4-200 所示为某传感器的广义共振频率为  $20\text{kHz}$ , 谐振增益为  $20\text{dB}$ , 电子共

— 278 —



振器的谐振频率却为 12kHz, 通过调整系统的增益, 最终输出的共振解调信号也必须符合对于  $20\mu\text{s}$ 、 $1\text{g}$  的半波正弦冲击加速度输出 100SV 的定义关系。

图 4-201 所示为机械振动是含有若干种频率都不同 (如 130、270、330Hz) 的正弦振动 (如均为  $1\text{g}$ ) 与一种重复频率为 100Hz、幅度为  $1\text{g}$ 、波形为  $20\mu\text{s}$  半波正弦冲击的叠加, 传感器输出信号中含有所有正弦振动和传感器对于 100Hz 冲击的广义共振波形, 而在经过共振解调检测后, 则只输出了重复频率为 100Hz、幅度为  $1\text{g}$  的半波正弦冲击所对应的重复频率为 100Hz、幅度为 100SV 的共振解调信号, 有效剔除了普通振动的干扰。

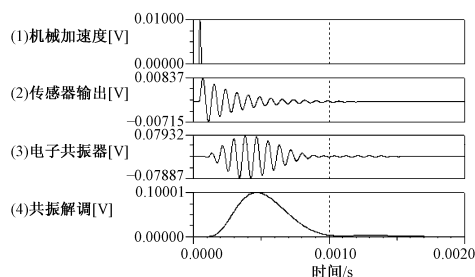


图 4-199 传感器与电子共振器均为 12kHz 的处理

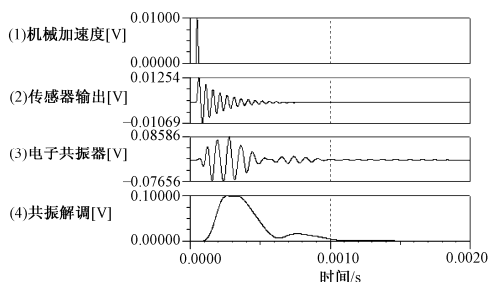


图 4-200 传感器 20kHz 电子谐振器 12kHz 之处理

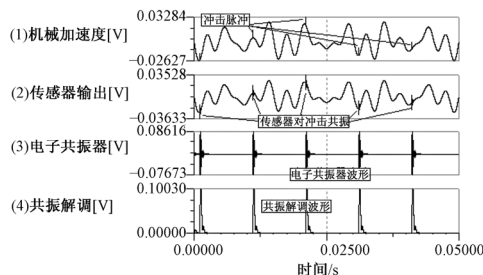


图 4-201 3 种正弦振动与 1 种冲击叠加信号处理

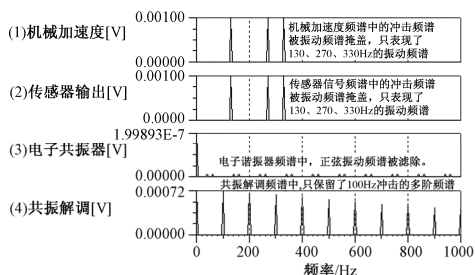


图 4-202 图 4-201 所示各信号的频谱分析

图 4-202 所示为图 4-201 所示的共振解调检测中各个环节对振动和冲击频谱的剔除和提取情况。

(2) 共振解调检测输出与冲击波形的关系: 冲击值检测的定义及上述检测方法规定的波形为半波正弦波。对于同宽度非半波正弦的冲击的响应见表 4-11。不同冲击波形对于标准检测系统的贡献不同, 共振解调标准检测系统所输出的是被检测冲击中所含的相对标准冲击 ( $20\mu\text{s}$  半波正弦冲击) 的等效量值。

表 4-11 本检测方法对于不同波形的响应

|                        |                         |              |               |
|------------------------|-------------------------|--------------|---------------|
| 冲击波形和脉宽/ $\mu\text{s}$ | 半波正弦 20                 | 方波 20        | 锯齿（三角）波 20    |
| 标准系统输出/SV              | 100.00                  | 149.34       | 76.73         |
| 冲击均值                   | $2/\pi=0.6366$ ，设为 100% | 1，对应 157.08% | 0.5，对应 78.54% |
|                        |                         |              |               |

（3）共振解调检测输出与脉冲宽度的关系：表 4-12 列举了上述标准仪器（如电子谐振器的共振频率  $f_2=12\text{kHz}$ ，检波器的增益为 0dB，低通滤波器的截止频率为 5kHz），与广义共振频率为  $f_1=12、18、24、36\text{kHz}$  谐振增益  $G=20\text{dB}$  传感器，构成各种共振解调检测系统，对于脉冲宽度不等于  $20\mu\text{s}$  的脉冲波形为半波正弦的机械冲击的检测结果。

半波正弦冲击脉冲宽度变化，冲击加速度峰值均为 1g。传感器谐振频率上升，对  $f_2=12\text{kHz}$  的标准共振解调仪器检测的贡献下降；可以在传感器与标准仪器配接校准时，通过放大器调整传感器的灵敏度实现与标准共振解调仪器的匹配，从而使高谐振频率的传感器可与低谐频标准共振解调仪器构成共振解调检测系统。

表 4-12 标准仪器与不同谐频传感器检测不同脉宽的冲击

| 传感器谐振频率/kHz                | 12     |      | 18=12 $\times$ 1.5 |       | 24=12 $\times$ 2 |       | 36=12 $\times$ 3 |       |
|----------------------------|--------|------|--------------------|-------|------------------|-------|------------------|-------|
|                            | SV     | 基准/% | SV                 | 相对/%  | SV               | 相对/%  | SV               | 相对/%  |
| 系统对 10 $\mu\text{s}$ 冲击的响应 | 52.38  | 100  | 19.68              | 37.57 | 12.61            | 24.07 | 10.81            | 20.64 |
| 系统对 20 $\mu\text{s}$ 冲击的响应 | 100.00 | 100  | 37.26              | 37.26 | 24.12            | 24.12 | 20.61            | 20.61 |
| 系统对 40 $\mu\text{s}$ 冲击的响应 | 164.61 | 100  | 59.53              | 36.16 | 40.09            | 24.35 | 34.06            | 20.69 |
| 系统对 50 $\mu\text{s}$ 冲击的响应 | 176.48 | 100  | 62.86              | 35.82 | 43.45            | 24.62 | 36.39            | 20.62 |
| 系统对 60 $\mu\text{s}$ 冲击的响应 | 173.96 | 100  | 61.33              | 35.25 | 43.36            | 24.93 | 36.88            | 21.20 |
| 系统对 80 $\mu\text{s}$ 冲击的响应 | 137.70 | 100  | 48.43              | 35.17 | 35.34            | 25.66 | 30.20            | 21.93 |
| 系统对 100ms 冲击的应             | 81.06  | 100  | 28.79              | 35.52 | 21.76            | 26.84 | 18.73            | 23.10 |

谐振频率  $f_1$  等于或高于  $f_2$  的传感器与标准仪器配接，用标准冲击校准后，检测不同的标准冲击得到的冲击值，与机械冲击中常见的 8~50 $\mu\text{s}$  脉冲宽度值的关系，呈现为随脉宽增加而单调上升的趋势，基本正确地体现了共振解调检测到的冲击值与相关因素的关系：冲击值随金属硬度增加而下降，因为高硬度弹性材料相互冲击时反弹很快，冲击

接触时间很短，在同样的冲击加速度下，冲击脉冲更窄，所检测到的冲击值较小，表现了高硬度弹性材料对于同等的冲击加速作用更安全，即高硬度弹性材料更能抗拒冲击的破坏作用，以致机械相对运动部件（如轴承、齿轮和轨道交通的车轮或钢轨）都首选高硬度的弹性材料。冲击值随冲击强度增大而上升，因为冲击强度大，所以材料受冲击后发生的弹性变形大，其破坏作用也大。冲击值随冲击速度增加而上升，因为冲击速度大，所以冲击动能与冲击强度大，其破坏作用也大。

（4）共振解调检测的优越性：图 4-197 所示的例子说明，即使有理想的加速度传感器，它也只能够反映图中的“振动冲击”那样理想的、保真的检测信号，但是该检测信号中却没有能够表征冲击信息的特征鲜明的波形，也不能保障波形的 FFT 分析谱中能有明显的冲击频率的谱线。

理想传感器不可得，具有很高频率响应的传感器也不可多得。由于工程价格的限制，只能采用相对廉价的、频响有限的传感器，其特征是在高于国际标准规定的“平坦频带”（10kHz）以上存在谐振峰，如图 4-203 所示。该传感器在 25kHz 具有谐振峰，谐振增益约 40dB。然而，该谐振峰却是本共振解调检测技术特别关注的技术要素结构特征。

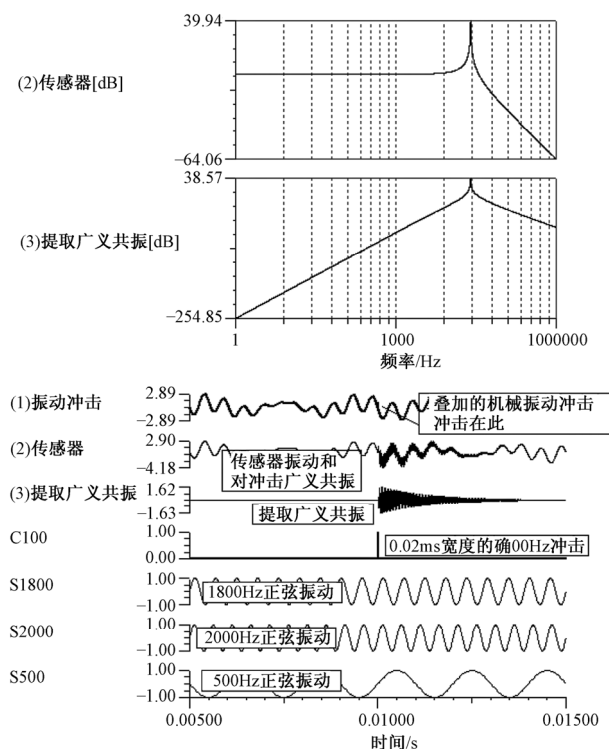


图 4-203 利用传感器的机械二阶系统广义共振提取机械冲击

由图 4-203 可见,“振动冲击”波形中特指的“冲击在此”信息,就是一般期盼的波形特征,通常只有理想传感器可以检测到;但是,用响应频带有限(如 25kHz 谐振)的不理想的传感器所获取的“传感器”信号中,却对应着冲击时刻出现了附加在低频振动信号上的鲜明的高频自由衰减振动的信号。这就是传感器的机械二阶系统受到机械冲击激励产生的广义共振信息,经过后续的电路处理得到的“提取广义共振”的单纯信息,就成为鲜明的、信噪比良好的、对应机械冲击的特征信息。

## 2. 检测故障冲击的共振解调诊断技术

以共振解调信号变换技术为基础,可以实现从繁杂、强大的振动信号中提取冲击信息。但是,工程现场的冲击信息是多种多样的,能够发生冲击的信号源也不是单一的。以风力发电机的齿轮箱为例,由于传动比很大,通常含有一级甚至两级游星齿轮增速器和两级或一级平行齿轮增速器,不仅齿轮种类繁多,而且多数齿轮都有轴承支撑,在增速器机匣上发现的冲击信息,究竟是由何种零件所引起的?或者是机器的地脚松动引起的?如果不能确定发生故障的零件和故障的程度,就可能发生错误的分解、维修。于是,就提出了定量诊断和定性诊断两个需求。

所谓定量诊断,就是确定故障程度(级差)与故障冲击值( $SV$ )之间的关系,以及它们与其他必要因素的关系。

经过推理分析和工程试验积累,提出了故障定量的经验公式,即所谓“级差公式”:

$$A_{dB} = 20 \cdot \log \frac{2000 \cdot S_V}{N \cdot D^{0.6}} \quad (4-58)$$

式中,  $A_{dB}$  为所需评定的冲击级差;  $S_V$  为从机器的轴承座上检测到的冲击值的量值( $SV$ );  $N$  为所论轴的转速 ( $r/min$ );  $D$  为所针对的轴承的内径(即轴的轴径),或者齿轮的节圆直径 ( $mm$ )。显然该式不能定义量纲,而是作为无量纲量来评定故障级差的。

式(4-58)粗略地描述了故障冲击与相关因素的关系,即冲击量值正比于冲击速度,而相对冲击零件的运动表面的速度与转速  $N$  成正比,与轴的直径的 0.6 次方成近似正比。所以,为了评定故障的程度(而不是冲击的大小),必须约去速度因素。但为了体现对于故障零部件低速运用的限制小于高速运用的限制(如某高速轴承因故障损伤而可能发生危险时,紧急的应对措施是降低机器的措施)这一规则,虽然直径为  $D$  的回转面的表面速度正比于  $\pi D$ ,但公式中只引入了  $D$  的 0.6 次方。

对于齿轮冲击的评价,建议式(4-58)中  $D$  使用齿轮的节圆直径。因为一对传动齿轮的两个齿轮的每一个齿,在运转中的受力状况是相同的,但相互的冲击对于大齿轮的损害小于对小齿轮的损害;但大齿轮(其轴径较大)和小齿轮(其轴径较小)的轴径之比并不等于节圆直径之比,这就会对大小齿轮的级差评价产生差别。若使用齿轮节圆直径代入,则比较合理。对于高速齿轮的限制严于对低速齿轮的限

制,是因为同一对啮合副中,低速齿轮的寿命长于高速齿轮的寿命。

经过长期的试验和推理,建立了各类故障的限制级差。工程运用的传动系统的故障级差限制值宽于对加工机械(机床)同类故障的级差限制值。例如轴承、加工机械、精密机械的初级(不分故障部件的)限制值推荐为 35dB,而对于工程机械(如车辆、风力发电机)的初级限制值则推荐为 50dB。其原因是,对精密机械的轴承故障限制值需要考虑其加工精度,而对于工程机械仅需考虑安全,从而允许带有较大的故障运行。

表 4-13 是基于《机车走行部车载监测装置检修规范》(铁道部行业标准)修订的风力发电机故障冲击监测标准建议。

表 4-13 冲击检测报警限制值标准

| 故障代码 | 故障部位     | 故障预警标准/dB | I 级故障报警标准/dB | II 级故障报警标准/dB |
|------|----------|-----------|--------------|---------------|
| 1    | 保持架对外环故障 | 44.0      | 50.0         | 56.0          |
| 2    | 保持架对内环故障 | 44.0      | 50.0         | 56.0          |
| 3    | 外环外滚道故障  | 49.0      | 55.0         | 61.0          |
| 4    | 内环内滚道故障  | 44.0      | 50.0         | 56.0          |
| 5    | 滚单故障     | 44.0      | 50.0         | 56.0          |
| 6    | 滚双故障     | 44.0      | 50.0         | 56.0          |
| 7    | 本轴齿轮     | 54.0      | 60.0         | 66.0          |
| 8    | 邻轴齿轮故障   | 51.0      | 57.0         | 63.0          |

注①:滚子单故障是指圆柱滚子端面故障与滚道档边冲击,或者球滚子故障仅与一条滚道冲击。

②:滚子双故障是指圆柱滚子圆周故障或球滚子故障与内外环两条滚道冲击。

上述级差公式在简单机械(如电动机)上基本能满足诊断需要,因为那里的故障源几乎是唯一的(即只有单个轴承),而式(4-58)右边所有参数都是确定的。

但在稍微复杂一些的机械上,式(4-58)就显得无所适从。例如,在齿轮箱上,同一个冲击量值,针对不同的齿轮和轴承就有不同的级差。而仅依据该级差公式,却因为不能确定使用何轴的转速和何对象的直径而不能获得确定的解。于是,如何确定故障源,即“定性诊断”就显得十分迫切。

根据轴承、齿轮的机械结构和运动规律确定冲击的根源,或者说分析各种对象运转时各类故障所产生的频谱规律,就能实现对复杂机器故障的定性诊断。

**1) 轴承、齿轮故障冲击的共振解调精密诊断** 如何精确诊断故障源,建立各类故障源的数学模型,是近百年来诊断工程和学术领域所致力研究的课题。

对于简单的一种类型故障只有一个的情况,学术界早就建立了正确的模型或诊断公式。

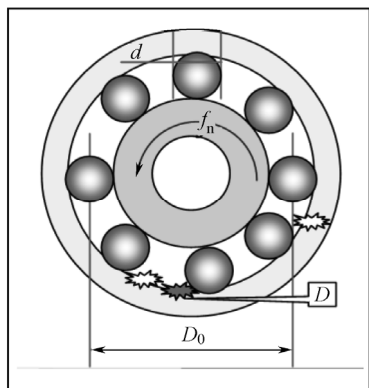


图 4-204 轴承的结构参数和  
\$f\_n\$ (Hz), 假定外环存在 \$D\$ 个故障。前人为了识别该多故障外环的特征频率, 提出了如下的方程:

$$f_{wai} = \frac{D_0 - d \cos A}{2D_0} \cdot \frac{Z \cdot D}{q} \cdot f_n \quad (4-59)$$

式中, \$q\$ 为 \$Z\$ 和 \$D\$ 的最大公约数。

显然, 该方程无解。因为实现无法知道故障数 \$D\$, 也就不能确定其与滚子数 \$Z\$ 的最大公约数 \$q\$。方程右边存在两个未知数, 左边所求的多个外环故障的特征频率 \$f\_{wai}\$ 也就无解。

在共振解调领域, 由于它对冲击的处理所持有的展宽性和比例性, 使得它的频谱与原始的窄冲击的频谱相比, 产生了突出冲击的集合共性而抑制冲击的离散个性的特点。前人提出的“多故障频谱公式”的特征是过于强调离散性, 结果其解具有不定性。而共振解调的展宽性和比例性则是的其频谱达到了识别同类故障的“类”特征而不是某类故障的“个数”特征的目的。

图 4-205 和图 4-206 所示的是在一个重复频率为 100Hz 的冲击源, 在故障特征周期 (10ms) 内, 有 5 次冲击 (但缺 1 次), 每次相邻冲击的时距为 2ms。多故障公式强调的“5 次冲击”特征表现为有 500Hz 的突出谱线, 而归类诊断则强调具有频率为 100Hz 的该类故障。

图 4-207 和图 4-208 所示的是在一个重复频率为 100Hz 的冲击源, 在故障特征周期 (10ms) 内, 也有 5 次冲击 (但缺 1 次), 相邻冲击依次的时距是 3ms、2ms、2ms、4ms。多故障公式强调的“5 次冲击”特征因为均布规律变化, 失去了 500Hz 谱线特征, 变为有 1000Hz 的突出谱线; 而归类诊断强调的具有频率为 100Hz 谱线特征却得到保证。

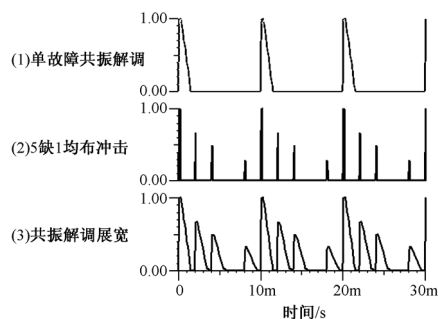


图 4-205 5 个均布缺 1 的同类故障冲击及 IFD 波形

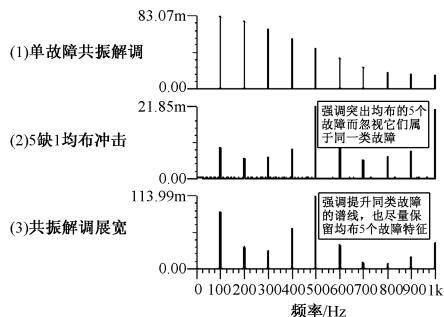


图 4-206 5 个均布故障缺 1 的故障频谱

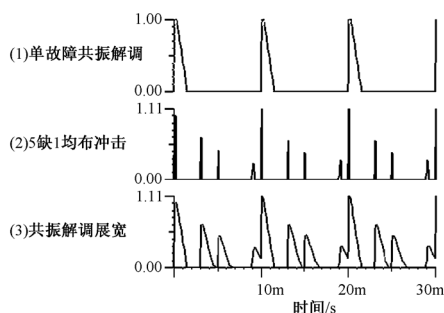


图 4-207 5 个不均布缺 1 的同类故障冲击及 IFD 波形

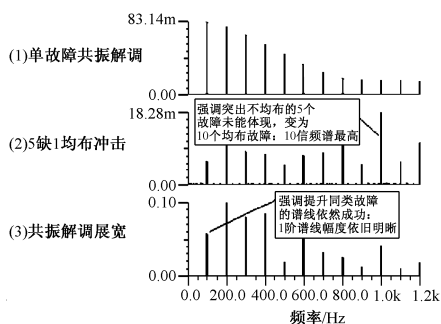


图 4-208 实际演变成 10 个均布故障缺 6 的故障频谱

研究上述共振解调处理的特征，可以归纳得到如下所述的多个同类故障的归类诊断准则。

基于概率论——如果在同一个轴承或齿轮中有多个同类故障（内环的、外环的、滚动体的、轮齿上的），由于（自然产生的）这些故障不可能大小相同，而又间距均匀；或者由于存在工作方位所致的载荷差异和信号传递途径的差异，它们引发的共振解调波形就不可能在频谱上各自独立，而是共同组成一个波形集合，以一个共同的周期重复着。因此，它们必然使得分析谱中出现只有一个这类故障时也出现的那种基本谱线。或者说，它们的存在可由一个共同的“故障基本频率”描述，从而可以简化诊断。

据此准则，将外环公式简化为

$$f_{wai} = \frac{D_0 - d \cos A}{2D_0} \cdot Z \cdot f_n$$

在硬件、软件等环节围绕着确保该准则得以实现而设置了若干保障条件后，基于该准则设计的自动诊断软件能够经受各种复杂故障状态的考验。并据此实现了全部公式的简化，见表 4-14。



表 4-14 简化的轴承、齿轮故障诊断公式

| 代 码 序 号 | 故 障 名 称   | 故障特征频率公式  |
|---------|-----------|---|
| 1       | 保持架故障冲击外环 | $f_{bw} = \frac{D_0 - d \cos A}{2D_0} \cdot f_n$          |
| 2       | 保持架故障冲击内环 | $f_{bn} = \frac{D_0 + d \cos A}{2D_0} \cdot f_n$          |
| 3       | 外环故障冲击滚子  | $f_{wai} = \frac{D_0 - d \cos A}{2D_0} \cdot Z \cdot f_n$ |
| 4       | 内环故障冲击滚子  | $f_{nei} = \frac{D_0 + d \cos A}{2D_0} \cdot Z \cdot f_n$ |
| 5       | 滚子故障冲击单滚道 | $f_{gd} = \frac{D_0^2 - d^2 \cos^2 A}{2D_0 d} \cdot f_n$  |
| 6       | 滚子故障冲击双滚道 | $f_{gs} = \frac{D_0^2 - d^2 \cos^2 A}{D_0 d} \cdot f_n$   |
| 7       | 本轴齿轮单一故障  | $f_{bc} = f_n$  |
| 8       | 邻轴齿轮单一故障  | $f_{lc} = \eta \cdot f_n$                                 |

有了准确的理论依据，就为实现对发生冲击的部件、零件的精确诊断准备了条件。对于共振解调信号实施 FFT 分析，得到共振解调频谱，识别频谱的谱线频率，与根据上述公式计算得到的各类故障的频率作对比，如果在谱图中具有多阶性的频谱组合中的 1 阶谱的频率，符合某类故障的特征频率的，基本上就可以确定该对象存在该类故障。

图 4-209 所示的是根据这些诊断公式等理论编制的主动诊断软件，对风机的发电机输入端轴承实施自动诊断的界面信息，图 4-210 和图 4-211 所示的是分解发现的对应的故障照片。

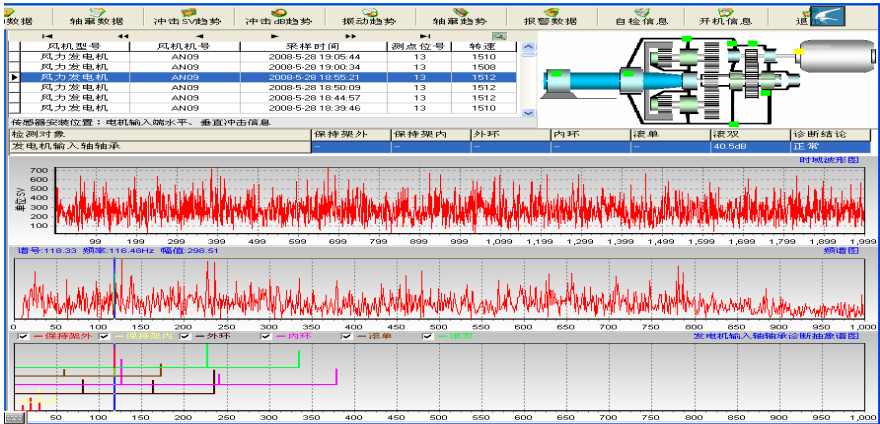


图 4-209 自动诊断的软件界面





图 4-210 滚子的划伤



图 4-211 滚子的裂纹

图 4-209 所示检测时的转速为  $n=1512\text{r/min}$ , 转速频率  $f_n=1512/60=25.2\text{Hz}$ , 该发电机输入端轴承的参数是  $D_0=175\text{mm}$ ,  $d=39\text{mm}$ ,  $Z=8$ ,  $A=24^\circ$ 。

根据该参数和转速频率, 代入滚子故障与轴承两条滚道冲击的频率公式, 即

$$f_{gs} = \frac{D_0^2 - d^2 \cos^2 A}{D_0 d} \cdot f_n = \frac{175^2 - 39^2 \cdot \cos^2(24^\circ)}{175 \cdot 39} \cdot 25.2 = 108.39\text{Hz}$$

计算得到该滚子的特征频率是:  $f_{gs}=108.39\text{Hz}$ , 理论谱号为 110。

图 4-209 中检测得到的 118.33 号谱线表述的 1 阶谱线的频率是 116.48Hz, 但 2 阶谱却是 226 号 (与理论值 220 号相差 3%), 因此软件自动分析确定存在滚子故障, 量级是计算得到 40.5dB, 故障类型是“滚双”故障, 即“滚子故障与轴承两条滚道冲击”。虽然故障程度尚属可以使用的范畴, 但在风机大修时还是更换了该轴承。其理由是该故障将在近期发展到破裂。与其在不久后因该故障扩展再次停机维修, 不如在当前顺便更换它, 这样更利于安全和节约维修费用。该轴承则可以在当前没有因故障扩展而全面损伤时更换故障滚子, 还可以继续使用。对于节约备品也是有益的。

许多应用部门时常好心地劝导说: 只要告知某轴承存在故障就够了, 没有必要精确到故障零件。在机械故障诊断中也可能存在类似的问题。例如, 轴承的内环故障, 被定义为“各周历经性故障”, 该故障随着轴的转动在轴承中不断地、周而复始地改变着位置。在机器中轴承各方向承受的载荷是不均匀的。一般情况下, 支撑齿轮的轴承背向齿轮啮合点的方向是承载区, 而靠近齿轮啮合点的方向则是非承载区或轻承载区。内环每转动一周, 其故障点就经过承载一次, 所以称为“各周历经”。内环的故障转动到承载区时, 将发生强冲击, 而在转动到非承载区时则不发生冲击或只有轻的冲击。这就出现了两种现象, 即内环故障一边转动, 一边与滚子冲击, 产生所谓“内环故障冲击滚子的频率” $f_{nei}$ ; 而这种故障冲击因为相继发生在承载区和非承载区而出现强度起伏, 该起伏的频率却是内环的转动频率, 即轴和齿轮转动的频率  $f_n$ 。无疑, 该信号的两种频率特征都将在 FFT 中表现出来。如果不加分析地照搬公式, 就会得出既有轴承内环故障, 还有该轴的齿轮故障的结论。只有经过精

密诊断，区分真伪，才能不至于在轴承（内环）发生故障时去维修齿轮。图 4-212 所示的就是一个内环故障信息存在的调制疑似齿轮故障，同时出现内环故障谱线和疑似齿轮故障多阶谱线的例子。

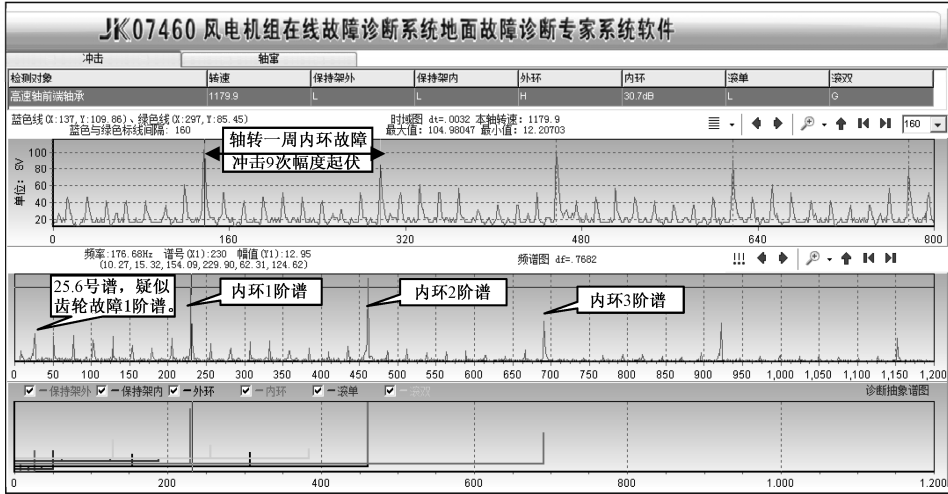


图 4-212 内环故障的频谱，存在疑似同轴齿轮故障的频谱信息

**2) 变速机械故障的转速跟踪信号采集技术** 风力发电机在工作时，转速是多变的。这是因为风力是不可控的因素，即便是所谓恒速运转风机，多数也不能将发电机的转速精确控制到使其发出的电压频率符合电网频率而直接并网；至于双馈式风机，则更不祈求发电机的转速不变，而是采用改变转子励磁电源频率的措施来实现宽范围转速下都能发出频率符合直接并网要求的电压。

这种转速多变的机械的振动和冲击的频率也是同步多变的，这就使得许多直接用传统的、按照天文时钟采样的检测信号不能通过 FFT 分析得到准确的频谱。这是因为 FFT 变换本身就是为计算信号中的周期性成分而设计的，变速条件下的故障信号也在变频，而周期是频率的倒数，因此变速条件下的故障信号也是变周期的，FFT 分析将不能得到确定的频率，从而也就不能使用前述的“精密诊断”确定故障的部件、零件。

图 4-213 所示的仿真说明了这个问题。正弦振动的幅度为  $1\text{m/s}^2$ ，但因为转速脉动 5%，以至对振动信号以天文时钟采样所获样本的 FFT 分析结果如图 4-214 所示，即振动频谱在 48Hz、52Hz 左右分布，最大振动仅为  $0.46\text{m/s}^2$ 。若按照该频谱诊断故障原因，漏诊和误诊都是必然的。这就是大多数振动检测、分析仪器虽然在火力发电领域的故障就诊断中表现不凡，却在风电领域难见功勋的原因之一。因为火力发电机的转速几乎都是理想稳定的，而风力发电机的转速却是极不稳定的。

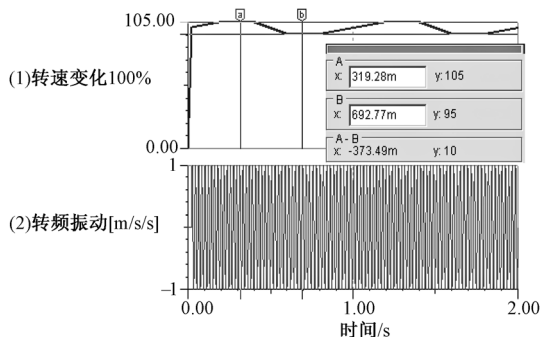
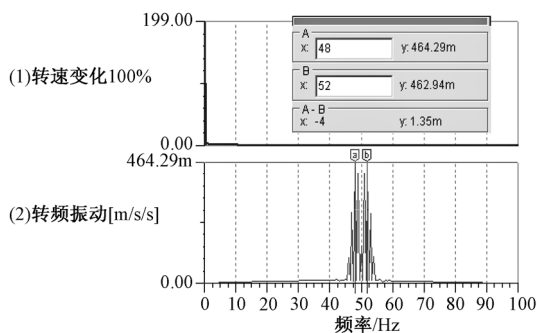
图 4-213 转速变化 5%，加速度恒为  $1\text{m/s}^2$ 

图 4-214 振动频谱发散，谱幅小于真实值

试图等待转速稳定不变的运转状态来取得可信样本是不现实的。风力发电机的传动比可达 100。发电机转速约为  $1500\text{r/min}$ 。如果以转动 25.6 周的时间作为一个样本，则样本的时间长度只有 1s，也许可以比较多地找到转速不变的机会。但对于低速轴，则采样样本长度可达 100s，指望在 100s 内转速稳定不变几乎是不可能实现的。

因此提出了一种所谓“全数字化转速跟踪采样技术”。其基本途径是，以发电机轴的转速为参照，在发电机上加装转速传感器，检测在发电机轴上安装的至少均布 8 个敏感物的测速盘，即在电机每转动  $45^\circ$  时发出一个脉冲，每转一周时，输出 8 个转速信号脉冲  $f_{n8}$ 。然后用写在 FPGA 中的数字锁相倍频器，对  $f_{n8}$  作 20 倍频，得到  $f_{n160}$  脉冲信号，用来取代“天文时钟”，作为对所有振动、冲击信号进行采样的“控制时钟”。

在以天文时钟控制采样的经典采样模式中，根据共同遵守的采样定理，有关采样频率与分析频率等物理参数定义和故障定性诊断方法见表 4-15。

表 4-15 物理参数定义和故障定性诊断方法

| 序号 | 物 理 量       | 标 号        | 量纲或单位  | 换 算 公 式            | 说 明       |
|----|-------------|------------|--------|--------------------|-----------|
| 1  | 转速          | $n$        | r/min  |                    |           |
| 2  | 转频          | $f_n$      | Hz     | $f_n=n/60$         |           |
| 3  | 采样频率        | $f_s$      | Hz     | 采样定理               |           |
| 4  | 采样周期        | $dt$       | s      | $dt=1/f_s$         |           |
| 5  | 分析频率上限      | $f_m$      | Hz     | $f_m=f_s/2$        | 据采样定理     |
| 6  | 样本长度        | $N$        |        |                    | 2 的整次幂    |
| 7  | 谱线分辨率       | $df$       | Hz/pin | $df=f_s/N$         | 据采样定理     |
| 8  | 故障特征频率      | $f, (f_i)$ | Hz     | 据诊断理论              |           |
| 9  | 故障特征谱号      | $PH (PHi)$ |        | $PHi=f_i/df$       |           |
| 10 | ZSTB 采样倍频系数 | $X$        |        | $f_s=f_n \times X$ | 如 $X=200$ |

序号 8 的故障特征频率是根据表 4-16 “有关轴承、齿轮、踏面的关键参数” 以及表 4-17 “故障特征频率的数学模型” 得到的。

表 4-16 有关轴承、齿轮、踏面的关键参数

| 序号 | 1  | 2  | 3  | 4   | 5   | 6   | 7   | 8   |
|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 名称 | 轴径 | 中径 | 滚径 | 滚子数 | 接触角 | 传动比 | 大齿书 | 小齿数 |
| 代号 | D  | D0 | d  | Z   | A   |     |     |     |
| 单位 | mm | mm | mm |     | °   |     |     |     |

表 4-15 中的序号 10 “ZSTB 采样倍频系数”，在转速稳定不变的条件下也易于理解，即可以令序号 3 的固定的天文时钟采样频率  $f_s$  等于转速频率  $f_n$  的 X 倍。

于是， $df=f_s/N=f_n \times X/N$ ，特征频率为  $f_i$  的故障的谱号即为  $PHi=f_i/df=f_i/f_n \times N/X$ 。

进而可以计算出各该故障特征频率的对应谱号（见表 4-17）。

表 4-17 故障特征频率的数学模型

|      | 特 征 频 率  | 特 征 谱 号  |
|------|--|--|
| 公式 0 | $f_i=f_n$  | $PH7=N/X$  |
| 公式 1 | $f_1=(D_0-d \times \cos A)/(2D_0) \times f_n$                        | $PH1=(D_0-d \times \cos A)/(2D_0) \times N/X$                        |
| 公式 2 | $f_2=(D_0+d \times \cos A)/(2D_0) \times f_n$                        | $PH2=(D_0+d \times \cos A)/(2D_0) \times N/X$                        |
| 公式 3 | $f_3=f_1 \times z$   | $PH3=PH1 \times Z$   |
| 公式 4 | $f_4=f_2 \times z$   | $PH4=PH2 \times Z$   |
| 公式 5 | $f_5=(D_0^2-d^2 \times \cos^2 A)/(2 \times D_0 \times d) \times f_n$ | $PH5=(D_0^2-d^2 \times \cos^2 A)/(2 \times D_0 \times d) \times N/X$ |
| 公式 6 | $f_6=2 \times f_5$   | $PH6=2 \times PH5$   |
| 公式 7 | $f_7=f_n$  | $PH7=N/X$  |

查看表 4-17 中的“特征谱号”，所有公式中都没有转速频率  $f_n$  这个参数。这就说明引入转速跟踪采样方法后，各类故障的频率虽然随着转速变化而变化，但在图谱中各类故障的谱号却是固定不变的，这就是“谱号固化的全数字化转速跟踪采样技术”。

以 JK10460 风力发电机组故障诊断系统为例，前述转速信号处理得到的  $f_{n160}=160f_n$ ，即转轴每转动 1/160 的相位或时间进行一次检测，所以  $X=160$ 。规范化的信号样本长度  $N=4096=2^{12}$ ，则特征频率等于转速频率  $f_n$  的齿轮单齿故障的特征谱号为  $PH7=f_n/f_s=N/X=4096/160=25.6$ 。

将信号采样经典技术的天文时钟坐标变换为转速跟踪采样技术的机器转动相位坐标，就是本技术方案的精髓。然而，这个简单的变更却取得了优秀的效果，即可以在机器转速变动的过程中，依托转速/相位跟踪采样实现信号采集，然后沿用前人的 FFT 分析技术分析谱图。不仅没有转速变化所引起的频谱发散、分裂，而且无论在何转速下，特定故障的频率虽然变化，但其谱号却是固定不变的，使得根据故障诊断理论对信号谱图的分析变得十分简便，因为各类故障的特征谱号在这种跟踪谱图上也是永恒固定的。

图 4-215 和图 4-216 所示的是对机车驱动电机小齿轮进行转速跟踪采样和故障诊断的实例。无论车轮转速是 242r/min 或 111r/min，在各诊断谱图的中缝信息中，该齿轮故障的特征谱号都是 45.74 号，符合理论谱号；而对应的故障特征频率却分别是 18.02Hz 和 8.29Hz。不仅车速不同的各个样本的分析有上述简便，而且在一次采样过程中的车速变化也不影响诊断效果。

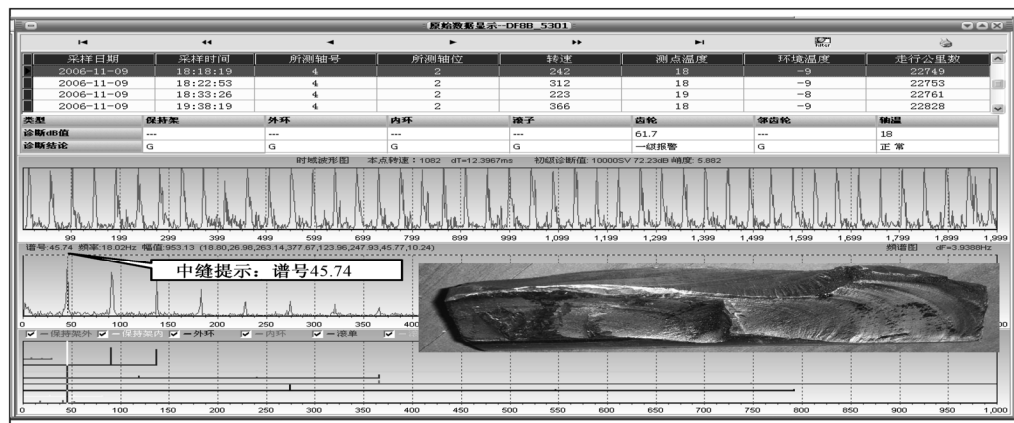


图 4-215 转速 242r/min，齿轮故障谱号 45.74，故障级 61.7dB，报警

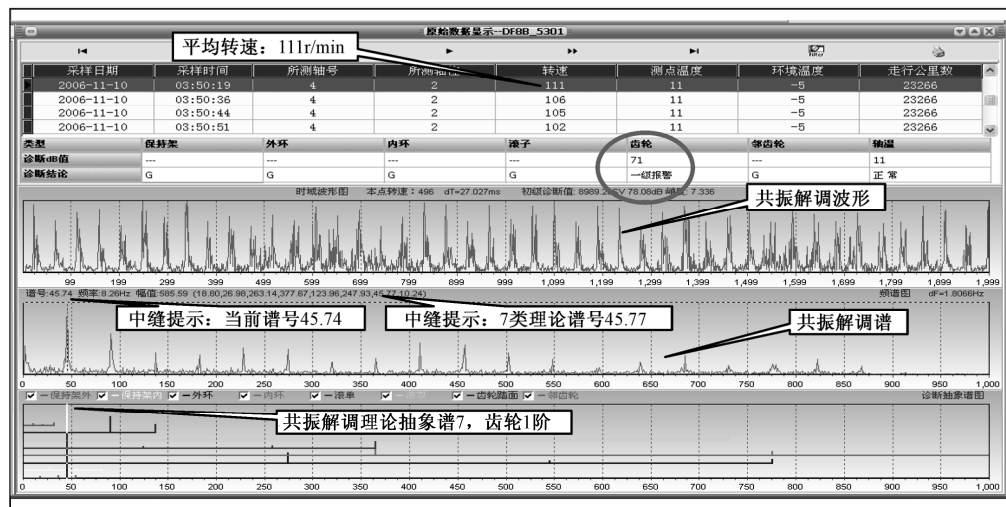


图 4-216 转速 111r/min, 齿轮故障谱号 45.74, 故障级 71dB, 报警

### 3. 传动链机器的轴承齿轮常规故障诊断

由前述可知,并不是只要获得了共振解调信号,或者做了转速跟踪采样,就可以凭借基于简化诊断公式所得的特征频谱或特征谱号来识别谱图,从而得出故障结论的。在《广义共振、共振解调故障诊断与安全工程——铁路篇》一书中介绍了部分相关问题及其解决办法,即诊断判据。为方便读者,现简述如下。

1) 关于信号的规则抽取和不规则抽取及其 FFT 频谱特征 在信号采集中,许多客观规律都要影响信号的定常性——典型的是信号局部丢失。1984 年,在研究了这一系列现象的物理原因后,提出了“规则抽取准则”,并研究了“不规则抽取现象”。

例如,齿轮箱在正常条件下,轴承的承载区在背向两个齿轮的啮合点的方向。滚子、内环这类零件的故障与其他滚动工作面的冲击主要发生在承载区,当它们通过非承载区时,故障基本上不产生冲击,在理想条件下本应出现的共振解调波被“抽取”了一部分,但其抽取的规律是滚子公转一周,其冲击信号起伏一次,或内环自转一周,其冲击信号起伏一次,这种丢失或抽取是有规律的,称为“规则抽取”。由此产生了信号的复杂性。

图 4-217 所示的内环故障具有“内环自转一周,其冲击信号起伏一次”的规律。因此,FFT 分析发现了该规律及周期性,并以该周期性对应的谱号——轴转频谱号(25.6 号)在谱图中表现出来;并因为该信息是内环故障产生的,引起了内环故障与滚子冲击的调制,所以在内环故障谱线的两边,以内环转频谱号为差值表现出边频。由于上述规则抽取没有改变内环故障冲击的周期,所以保留了内环特征谱,实现了正确诊断。

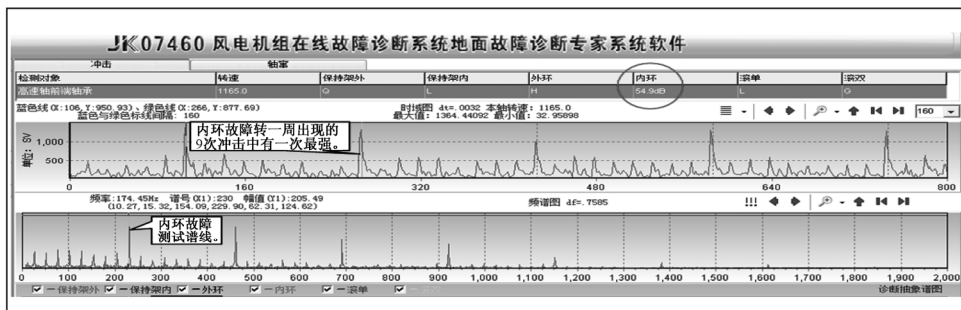


图 4-217 内环故障冲击信号出现规则抽取（每转一周只有一次强冲击，其余都是小冲击甚至丢失冲击。但没有改变内环故障冲击的周期，实现了正确诊断）

当风力发电机的增速齿轮箱或发电机发生轴向窜动时（如图 4-218 所示），随着转速变化，发生平均位置的窜动，每转动一周就发生一次交变窜动。机器联轴端的轴承内环相对外环就会发生相应的轴向窜动。这种轴向窜动，将使圆柱滚子轴承的端面故障，时而接触外环挡边发生冲击，时而离开挡边不发生冲击；或者使球轴承的球面故障与滚道之间发生时有时无的冲击。滚动体故障特征频率与轴的转动频率不同，轴的窜动使滚子冲击挡边的信号是随机丢失的，因此称为“随机抽取”。图 4-219 所示的是一个滚子端面破损故障与外环挡边的冲击因为轴在随机窜动而发生信号随机抽取的例子。信号理想的出现规律（在箭头所示的位置）都应当出现冲击。这种随机抽取并没有破坏该滚子故障冲击挡边的频谱规律或周期，只是幅度发生随机变化而已。FFT 对于此类周期性的幅度随机起伏的信号，仍然能捕获其周期性，所以分析谱中依然保留了滚子端面故障的 1、2、3…阶谱线，并且没有可观的规律性的边频谱和调制谱，从而自动诊断仍然报告了该滚子故障。因此，若故障冲击发生少量的不规则抽取，则故障基本频率一般等于不抽取时的故障基本频率。

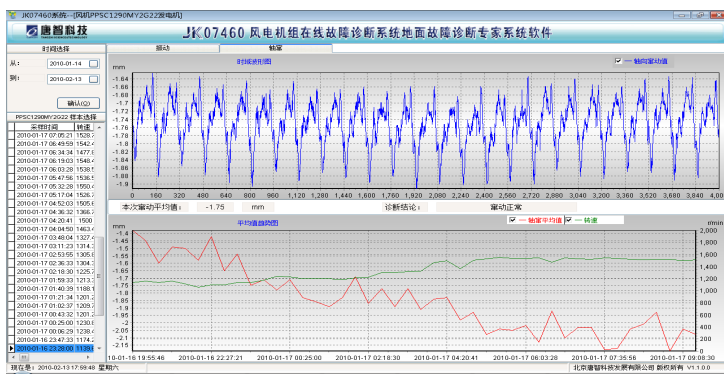


图 4-218 齿轮箱与发电机之间连接轴的轴向窜动

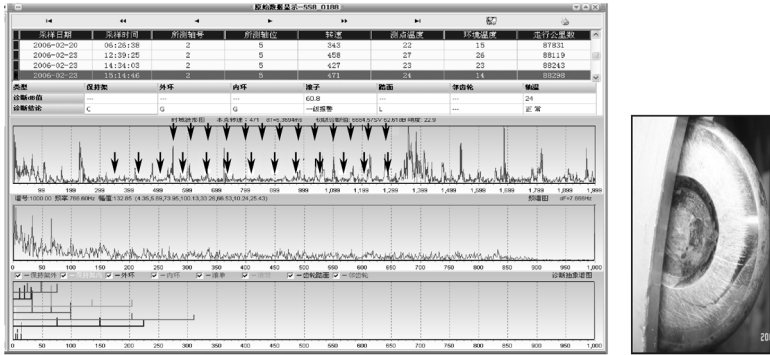


图 4-219 滚子端面故障因轴随机发生轴向窜动而使冲击信号随机丢失——不规则抽取

**2) 多故障冲击的共振解调信号的频谱与多阶性判据** 按照共振解调的基本原理中所说的“多阶性”性质，按照“多个同类故障归类诊断准则”的基本原理，单独故障和数量不多的故障的共振解调波形必然存在多阶频谱。

- 如果存在单个故障，其共振解调频谱一定出现多阶频谱
- 如果存在多个同类故障，则其共振解调频谱将发生高阶减幅
- 如果存在多个均布的、但幅度不等的故障，则等于故障数的高阶谱更突出。如果多个均布故障等幅，则失去该类故障的 1 阶谱而只有等于故障数的高阶谱

图 4-220 很好地说明了多阶性的一些特征。这是一个“齿轮踏面”的故障，圆周上存在 4 处几乎均匀分布的擦伤（两大两小）该轴运转一周，发生 4 次间隔基本均匀的冲击，如图 4-220 中第 1 行（共振解调）波形所示。但因为大小不一致，所以很容易归为一类——齿轮、踏面故障类。按照“多个同类故障归类诊断准则”，应当存在 1 阶谱，图中第 2 行的波形即是 FFT 谱。

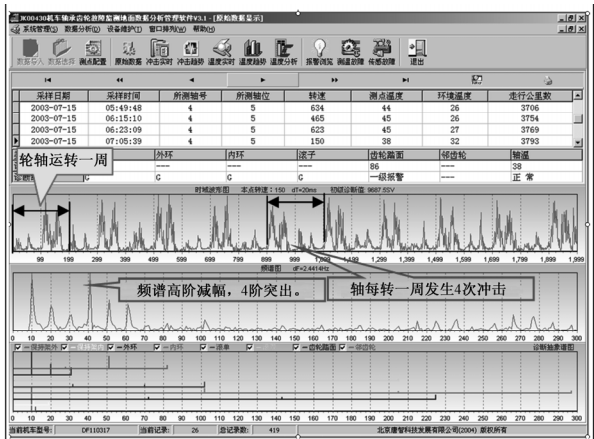


图 4-220 齿轮踏面多处均布而程度不同的故障冲击及其频谱



由图 4-220 可以看到,横坐标大约为 10 处的谱线就是该 1 阶谱。注意,大约横坐标 40 处有一条很高的谱线,然后更高频率的谱线幅度迅速下降。这个特征是与存在 4 处几乎均布的故障相对应的。

应用多个同类故障的归类诊断准则和规则(不规则)抽取准则结合能够完美地解释上述现象。

### 3) 边频判据和调制判据的基本原理及其应用

(1) 关于各周历经性故障和方位固定性故障:在监测机械的故障时,振动冲击类传感器通常安装在机械的不转动的轴承座上。大多数机械的轴承外环是不转动的,如风力发电机齿轮箱平行传动轴和发电机轴承等;也有的是内环不转动而外环转动的。

在共振解调故障监测领域有如下定义。

- 各周历经性故障:所有相对传感器安装位置而言呈现周而复始地变动距离的零件的故障
- 方位固定性故障:所有相对传感器安装位置而言距离相对固定的零件的故障  
例如,将传感器安装在发电机轴承座上,则轴承外环故障就是方位固定性故障,而轴承的内环、滚子、保持架故障都是各周历经性故障

(2) 各周历经性故障可能存在调制、边频谱和调制谱:在监测机械轴承、齿轮的故障时,由于投资的限制,或者出于结构强度的考虑,几乎不可能在机械的轴承座上安装多个传感器。

如果仅在一个方向安装一个传感器检测外环固定的大口径轴承的故障,或者由于轴承单边承受载荷,只有在承载区才能发生故障冲击,或者因为故障冲击发生处与检测点的距离的变化导致传递损失的差异,都使得检测获得的故障冲击信号发生幅度调制:外环固定时,滚子故障信号受到保持架公转频率调制,内环故障信号受到其所在轴转速频率调制。图 4-217 所示的就是内环故障冲击受到转轴频率调制的例子。容易被忽视而需特别强调的是,还存在着不平衡转子的振动引起外环故障冲击发生调制的现象,如图 4-221 所示。

幅度调制故障的共振解调信号频谱,将在其每一阶故障谱线的两边,产生与该谱线距离等于调制频率及其整倍数的边频谱线。图 4-221 所示的外环故障受到转子的调制。时域波形的特征是电机轴每转一周,外环故障被滚子冲击的信号幅度起伏一次。频谱的特征则是,既存在着外环故障特征频率谱,即“外环 1 阶谱”,也有多阶性所决定的“外环 2 阶谱”、“外环 3 阶谱”等;而在每一阶外环谱线的两边,如图 4-221 中的“外环 1 阶谱”旁边,都存在着“1 阶下边频”、“1 阶上边频”,它们与“外环 1 阶谱”的频率距离等于“转轴 1 阶谱”的频率,而“2 阶下边频”、“2 阶上边频”与“外环 1 阶谱”的频率距离等于“转轴 1 阶谱”的频率的 2 倍。

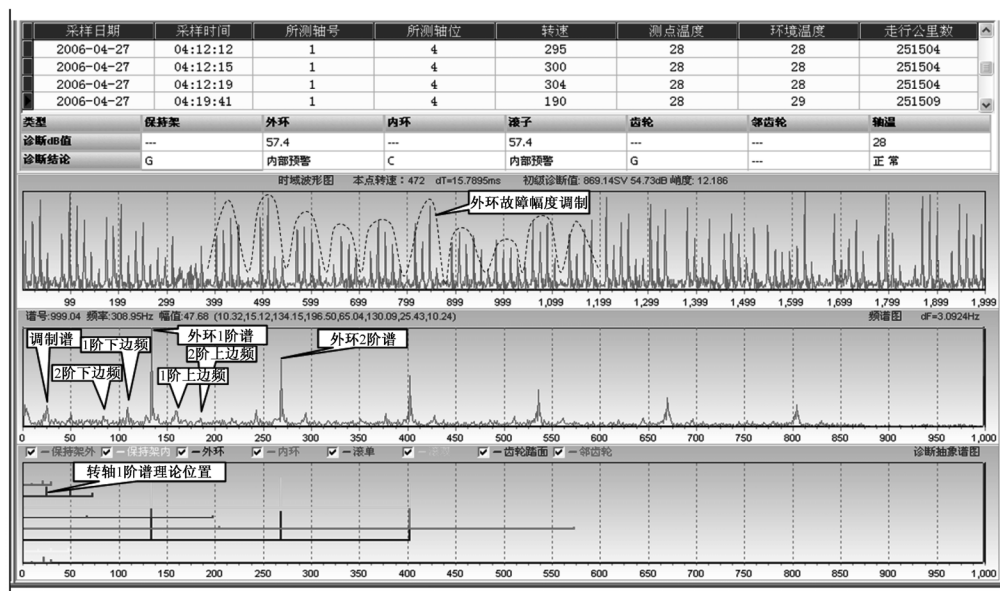


图 4-221 电动机外环故障冲击受到转子不平衡调制的共振解调波形和频谱特征

上述的外环故障之所以出现幅度调制起伏和边频谱线，就是因为滚子在通过外环的故障点与之相互碰撞时的力度受到电动机的转子偏心的运转不平衡力的影响。如果电动机转子没有不平衡，转子对于轴承施加的载荷几乎只有重力，而且只有轴承的下方承受重力，轴承的其他方向不受力；若存在不平衡，则还有运转时产生的不平衡力，设它达到转子重力的  $X$  倍，则轴承的下方受到的最大合力是  $(X+1)$  倍于重力，轴承的上方受到的最大合力是  $(X-1)$  倍于重力。但这些方位承受的力都是起伏脉动的，最小力等于零。显然，当合力大于零时，通过外环故障点的滚子冲击外环故障，幅度与作用力近似成正比；特别是如果合力等于零，则滚子通过外环故障点时就没有冲击。图 4-222 所示的是图 4-221 的局部放大，它很清楚地表明了这一特征，从中可以看到轴转一周（大小齿轮传动比  $n=77/31=2.483871$ ，对应的采样点数量是  $200/n=80.5$ ），应当出现的理想冲击次数是  $134/10.24/n=5.28$  次，而图 4-222 中几乎都只出现 3~4 次，丢失了 1~2 次，这就是合力存在瞬时等于零所引起的。外环固定的轴承，外环故障出现调制的情况比较少见。

(3) 共振解调信号的调制谱：调制谱是共振解调信号分析中独有的频谱规律。发生调制谱的机理，在于共振解调波是通过广义共振信号进行包络检波后得到的。检波类似于“整流”，有把交流信号变成直流信号或者直流脉动信号的变换过程和后果。如图 4-222 所示，外环故障每一个冲击脉冲都是单向脉冲，脉冲的幅度随着电机轴的转动周期而周而复始地起伏。

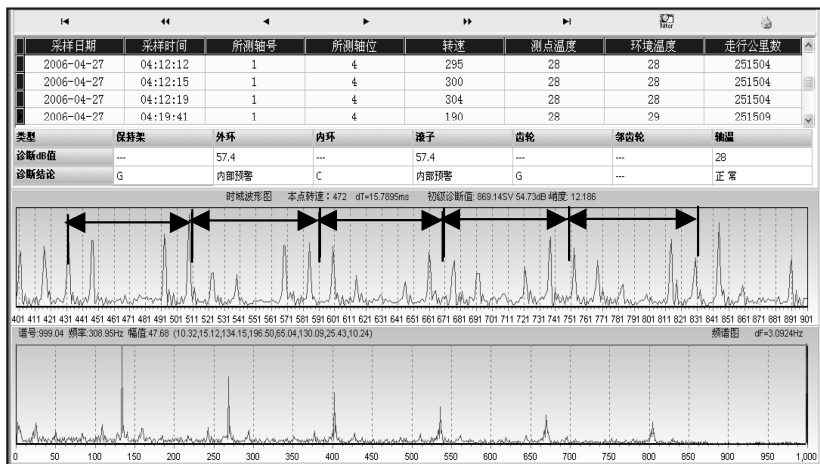


图 4-222 外环故障冲击常被转子调制到幅度等于 0

这里既可以粗泛地认为该信号有着与电机轴转速同步的包络，也可以引用前述的“多个同类故障的归类诊断准则”来描述，即图 4-222 中所有的外环故障脉冲，都是以电动机轴转速周期为周期的一类脉动信号的组成部分，则这类脉动信号一定有其频谱和其频谱的多阶性，该频谱的特征频率就等于电动机轴转速的频率，这种脉动由于是外环故障冲击受到转速频率调制引起的，因此定义它为“外环故障转速调制谱”，简称“外环—转速调制谱”或“外环—转轴调制谱”。

同理，内环故障因为受到故障随内环所在轴转动到轴承的承载区与非承载区的冲击强度调制，而产生“内环故障—转速调制谱”；滚子故障因为受到故障随保持架公转动到轴承的承载区与非承载区的冲击强度调制，而产生“滚子故障—保持架调制谱”；内环固定、外环转动的轴承的外环故障因为受到故障随外环所在轴的不平衡力转动到指向轴承的承载区与非承载区的冲击强度调制，而产生“外环故障—转速调制谱”。

(4) 边频谱和调制谱的一般规律：由上述分析可知，调制故障有着“边频谱”特征，其与故障的主谱频率之差等于调制频率，它出现在所论主故障的每一阶频谱频率的高低两边，这种频谱称为主故障的边频谱；通常用一阶的边频谱与主谱的频率差来描述该边频的频率，并且就说该“边频”等于该频率差，而不是说该边频等于主频加（或减）该频率差。显然，所谓的边频频率就等于调制频率。但也可以用边频谱的频率来描述边频现象，边频谱的频率则等于主频加/减边频。

调制故障有着“调制谱”特征，它的特征频率等于主故障的调制频率，它出现在比所论主故障的频率更低的频率范围，这种频谱称为主故障的调制谱。

综上所述，调制谱和边频的频率都等于调制波的频率。

基于调幅波和轴承的运动学的理论，归纳出常见的各类调制谱与边频谱的规律，见表 4-18。

表 4-18 常见的各类调制谱与边频谱的规律

| 外环固定的轴承 |                           |                           |                    |                       |
|---------|---------------------------|---------------------------|--------------------|-----------------------|
| 部 件     | 外 环                       | 内 环                       | 滚 子 端 面            | 滚 子 圆 周               |
| 调制谱的名称  | 外环转轴调制                    | 内环转轴调制                    | 滚子保持架调制            | 滚子保持架调制               |
| 边频谱的名称  | 外环转轴边频                    | 内环转轴边频                    | 滚子保持架边频            | 滚子保持架边频               |
| 边频谱、调制谱 | 转轴频率                      | 转轴频率                      | 保持架对外环频率           | 保持架对外环频率              |
| 调制原因    | 轻载, 转子不平衡振动>1g;可能外环非承载区故障 | 承载区与否冲击差异, 信号传递远近损失差异     | 间隙消失引发冲击, 信号传递远近调制 | 承载区与否冲击差异, 信号传递远近损失差异 |
| 内环固定的轴承 |                           |                           |                    |                       |
| 部 件     | 外 环                       | 内 环                       | 滚 子 端 面            | 滚 子 圆 周               |
| 调制谱的名称  | 外环转轴调制                    | 内环转轴调制                    | 滚子保持架调制            | 滚子保持架调制               |
| 边频谱的名称  | 外环转轴边频                    | 内环转轴边频                    | 滚子保持架边频            | 滚子保持架边频               |
| 边频谱、调制谱 | 转轴频率                      | 转轴频率                      | 保持架对内环频率           | 保持架对内环频率              |
| 调制原因    | 承载区与否冲击差异, 信号传递远近损失差异     | 轻载, 转子不平衡振动>1g;可能外环非承载区故障 | 间隙消失引发信号, 信号传递远近调制 | 承载区与否冲击差异, 信号传递远近损失差异 |

特殊的调制因素有特殊的边频、调制谱, 需要具体问题具体分析。

(5) 调制谱、边频谱的实验验证: 基于上述的讨论, 现在来看图 4-223 所示的外环固定的调制故障的边频、调制谱特征, 目的在于验证上述理论的正确性, 以便今后反过来用边频谱、调制谱来反证故障的性质、特征。

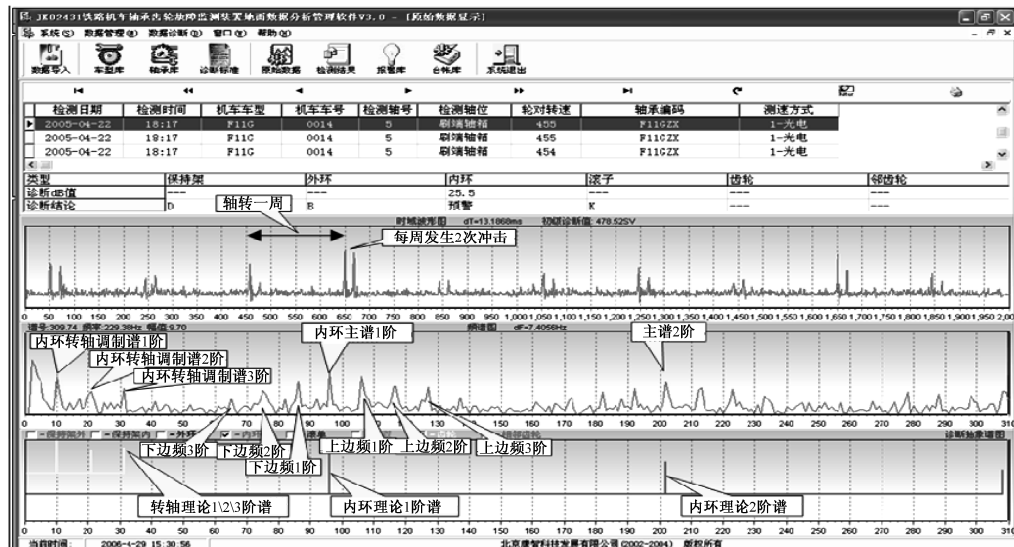


图 4-223 外环固定的调制故障的边频、调制谱特征

图 4-223 中,内环故障冲击的调制谱、边频谱之现场检测验证轴承内环裂,内环每转一周检测系统采样 200 次,但故障内环每转一周只有 2~3 个故障脉冲,若无调制则应当有 9.35 个脉冲。这是深度的“内环故障受到转轴调制”。其频谱特征是,具有多达 4 阶的边频谱,边频频率等于转轴转动频率;具有多达 4 阶的调制谱,调制频率等于转轴转动频率。

图 4-224 所示的是滚子故障冲击的调制谱、边频谱之现场检测验证。

图 4-224 中,电动机非齿轮端滚子端面间隙消失性故障,监测系统对电动机每转一周采样  $200/77 \times 31 = 80.5$  次,滚子公转一周采样点数为  $200/10.77 \times 10.24 = 190.15$  次,滚子公转一周,其端面故障与外环挡边碰撞次数为  $65.4/10.24 = 6.38$  次,即出现 6.38 个脉冲。实际是每转一周只有 4~5 个较大的故障脉冲,其余很小。这是比较深的“滚子保持架”非正弦调制。其频谱特征是,具有 2 阶的边频谱,边频频率等于理论的保持架对外环运转频率;具有 2 阶的调制谱。调制频率等于理论的保持架对外环运转频率。

图 4-225 所示的是对上述频谱机理的仿真证明。用已知的调制波对等幅冲击波调制,得到的深度调制冲击波及其频谱与上述现场检测得到的波形、频谱规律类似。

图 4-226 所示的是调制深度也比较大的,但却是正弦调制的仿真分析。由于是正弦调制,所以主频谱旁边只有 1 阶边频谱,低频段只有 1 阶调制谱,调制、边频频率相同。

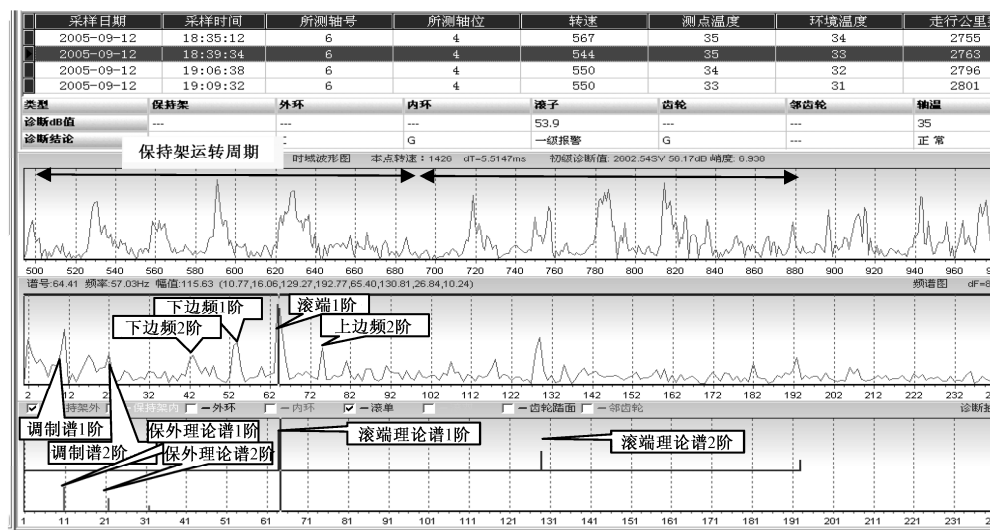


图 4-224 滚子故障冲击的调制谱、边频谱之现场检测验证

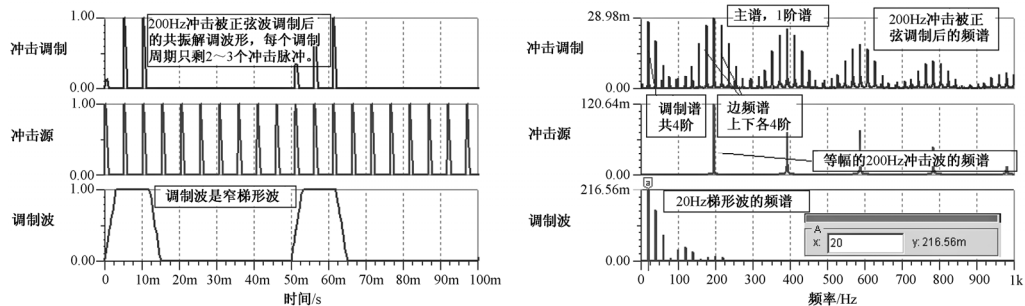


图 4-225 深度调制的仿真实验

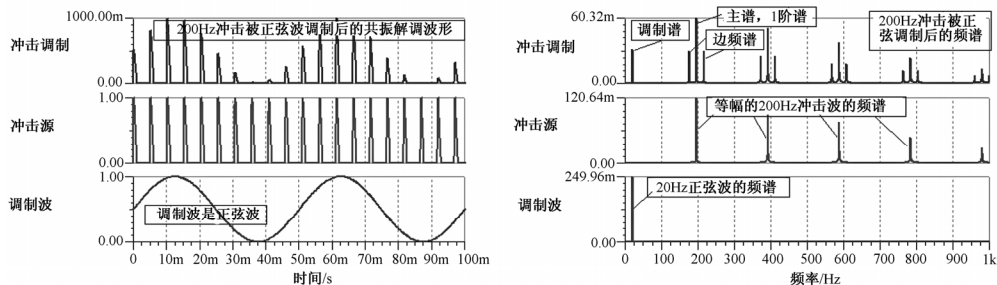


图 4-226 共振解调波被正弦波调制后的频谱，只有 1 阶调制谱和 1 阶边频谱

在此不厌其烦地以仿真来说明问题，是希望介绍一种研究问题的方法。分析现场故障信息（波形、频谱）往往要产生对于故障机理的推论，以该推论为根据编制物理/数学/电子模型，就需要这种仿真表达方法；而用仿真模型的计算所得到的结果，与现场检测信息作比较，进一步修正仿真参数，最终总可以建立对于现场信息机理的准确认知，如图 4-227 所示。

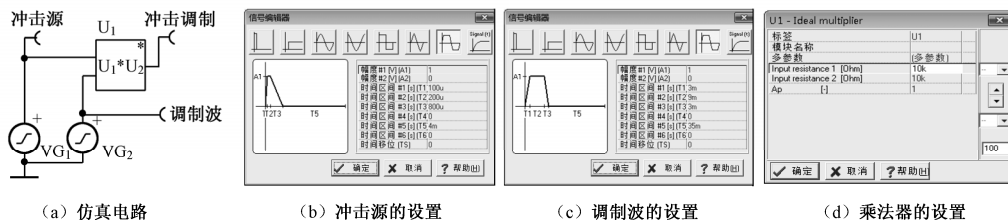


图 4-227 利用仿真模型分析现场故障信息

从上面两个仿真可以清楚地看到共振解调波、调制波、共振解调波被调制后的频谱特征，完全符合前面归纳的特征。反之，也可以利用这些频谱特征与被诊断对象的物理结构特点相结合，反推机械故障的发生部位、发生原因，实现更加适用的“故障机理诊断”。

(6) 边频谱引起的误诊和边频判据：复杂的机械结构和机械复杂的运行模式决定了故障信息的复杂性，这是不可逾越的客观规律。前面讨论的故障信息调制就大量地出现在轴承故障检测的信息中。

边频谱的出现，使得理想的、简洁的共振解调频谱图上平添了大量的谱线！如果轴承中存在着多类、甚至多个各周历经性故障时，这种复杂性就足以使依据前述诊断公式所进行的“主动诊断”无所适从或者频频失误，因为可能在频谱图中怀疑有什么故障，就能够找到似乎可以证明它存在的多阶性谱线！

图 4-228 所示的是一个轴承的滚子故障信息。图的中缝括号中有一行信息，见表 4-19。

表 4-19 中缝信息表

| 类 型  | 保 外   | 保 内   | 外 环   | 内 环   | 滚 单   | 滚 双   | 本 齿 轮 | 邻 齿 轮 |
|------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 谱号示例 | 4.35,5.89,73.95,100.13,33.26,66.53,10.24,24.00: |       |       |       |       |       |       |       |
| 采样周期 | 470.8   | 347.7 | 27.69 | 20.45 | 61.58 | 30.79 | 200   | 85.33 |

中缝信息提示保持架对外环的谱号是 4.35，车轴本齿轮故障的谱号是 10.24，已知本齿轮的运转周期是 200 个采样点，计算可得到保持架对外环的运转周期对应的采样点是  $200 / 4.35 \times 10.24 = 470.8$ （将各种故障的理论周期对应的采样点数列举在表中）。

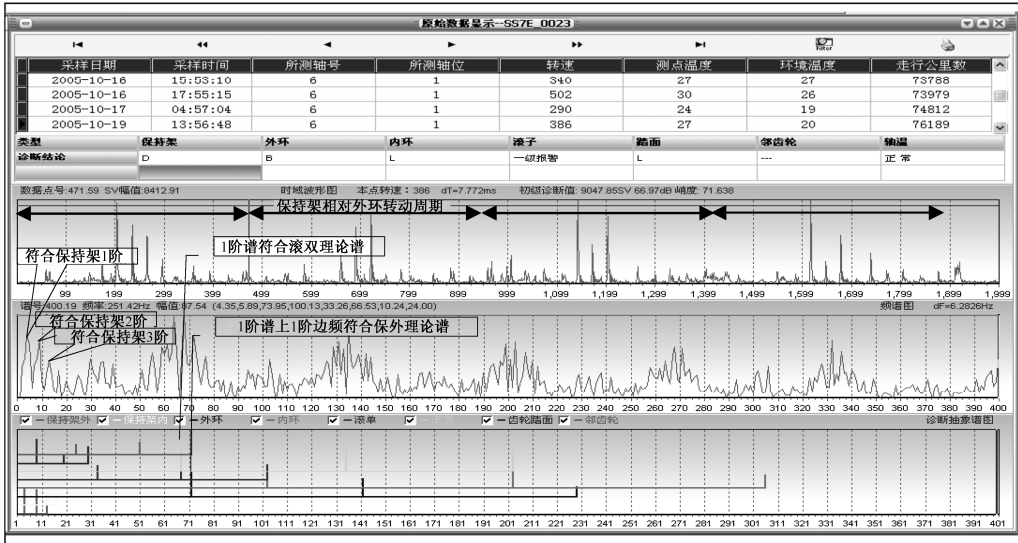


图 4-228 一个轴承的滚子故障信息

图 4-228 中，用横的双箭头线标志了 471 采样点的跨度。可以明显地看到每个保

持架对外环的运转周期中有一组故障脉冲，可见该故障受到了保持架对外环运转频率的调制。

该故障脉冲的周期是对应 100 采样点出现约 3.3 次，或者说车轴转动一周（对应 200 采样点）发生约 6.6 次，也就是说该故障的频率是本齿轮故障频率的约 6.6 倍，对应的频谱图谱号约为 66。查中缝信息，66 号谱对应的是滚子圆周的故障。

于是可以得到如下结论：该轴承存在滚子圆周故障，并且受到保持架运转（即该故障滚子的公转周期）的调制。该调制相当严重，若干冲击波已经丢失——幅度等于零。

由于人们很难直接判读时域波形，而频谱图形则因为 FFT 运算已经进行了统计处理，变得容易识别而被充分利用。

但是，图 4-228 所示的频谱图却令人望而生畏——太复杂了！频谱几乎变成了连续谱而不是期望的离散谱。而且，若怀疑存在滚子端面、滚子圆周、内环、外环、保持架存在故障的话，都可以找到 3 阶对应于所怀疑故障理论之的谱线（尤其以外环为甚）。

中缝信息提示：

- 保持架相对外环的 1 阶理论谱号：BW=4.35
- 滚子圆周故障的 1 阶理论谱号：GS=66.53
- 滚子圆周故障的 1 阶上边频：GSS1=GS+BW=66.53+4.35=70.88
- 外环故障的 1 阶理论谱号：W=73.95（注意，W 与 GSS1 十分接近，相差仅 4.33%）

因此，软件在确定是否有外环的故障而作多阶性分析，出于对各种工程误差的综合考虑而放宽搜索范围时，很容易出现——

- 把滚子圆周故障的 1 阶谱的 1 阶上边频谱作为外环的 1 阶谱
- 把滚子圆周故障的 2 阶谱的 2 阶上边频谱作为外环的 2 阶谱
- 把滚子圆周故障的 3 阶谱的 3 阶上边频谱作为外环的 3 阶谱

从而似乎无可争议地可以认为同时存在外环的故障。然而这是误诊！

为了克服上述的误诊，软件自动诊断专家系统根据前述正向分析的反推理，认定这个诊断是**外环故障搜索时误用了滚子圆周故障信息的边频信息，从而应当否定该诊断结论**，并将此类旨在防止误用边频信息的方法论和判定根据，称为“边频判据”，其反推理结果是否定这个外环故障，并在诊断谱图的“（故障）类型”和“诊断结论”一栏中，对“外环”类型故障在“诊断结论”处做出“**B**”标志（见图 4-228），即“**被边频判据否定有故障**”。

（7）调制谱引起的误诊和调制判据：调制谱的出现，也使得理想的、简洁的共振解调频谱图上平添了大量的谱线！如果轴承中存在着多类、甚至多个各周历经性故障时，这种复杂性就足以使依据前述诊断公式所进行的“主动诊断”无所适从或者频频失误，因为可能在频谱图中，出现了若干低频的、多阶性的谱线，足以使各周历经性故障的调制因素被误诊！



仍以图 4-228 所示的例子来说明,当时(20051019)实际存在的是一个大齿轮轴的轴箱轴承的滚子故障信息。

中缝信息提示保持架对外环的谱号是 4.35,大齿轮故障的谱号是 10.24,已知大齿轮的运转周期是 200 个采样点,计算可得到保持架对外环的运转周期对应的采样点是  $200 / 4.35 \times 10.24 = 470.8$  (我们将各种故障的理论周期对应的采样点数列举在表中)。

图 4-228 中用横的双箭头线标志了 471 采样点的跨度。可以明显地看到每个保持架对外环的运转周期中有一组故障脉冲,既有理由说是某频率较高的故障受到了保持架对外环运转频率的调制,也可以认为保持架对外环的碰撞磨损被某种因素“斩波”。由此引起的频谱特征是,在低频段出现了保持架对外环调制谱信息,并且具有多阶性。而根据上述分析则说明了这是滚子故障受到保持架调制的信号特征。

中缝信息提示保持架相对外环的 1 阶理论谱号是  $BW=4.35$ ,因此软件在确定是否有保持架碰外环的故障而作多阶性分析,出于对各种工程误差的综合考虑而放宽搜索范围时,很容易出现——

- 把滚子圆周故障的 1 阶调制谱作为保持架对外环碰撞故障的 1 阶谱
- 把滚子圆周故障的 2 阶调制谱作为保持架对外环碰撞故障的 2 阶谱
- 把滚子圆周故障的 3 阶调制谱作为保持架对外环碰撞故障的 3 阶谱

从而似乎无可争议地可以认为同时存在保持架碰撞外环的故障。然而这又是误诊!为了克服这种误诊,软件自动诊断专家系统根据前述正向分析的反推理,认定这个诊断是保持架碰外环故障搜索时误用了滚子故障信息的调制信息,从而应当否定该诊断结论,并将此类旨在防止误用调制谱信息的方法论和判定根据,称为“调制判据”,其反推理结果是否定这个保持架故障,并在诊断谱图的“(故障)类型”和“诊断结论”一栏中,对“保持架”类型故障在“诊断结论”处做出“D”标志(见图 4-228),即“被调制判据否定有故障”。

然而,必定有同时存在滚子故障调制,而保持架也存在故障的情况。如果不管具体情况,只要发现滚子故障调制,就否定保持架存在故障的可能,必将“矫枉过正”——为了防止误诊而造成漏诊。

由于除了频谱信息外,在量值幅度、波形特征等信息方面还有丰富的其他的特征,足可以用于恰如其分地判定故障之有无。例如,图 4-228 的轴承故障发展到后期(10 天后,20051029),则不仅有滚子端面故障发展到滚子圆周故障并破裂,而且还因滚子破裂时损伤了保持架,而在图 4-229 中发出保持架和滚子同时二级报警(但外环故障仍然被边频判据否定)。图 4-230 和图 4-231 所示的则是根据滚子、保持架报警而分解发现的故障轴承。

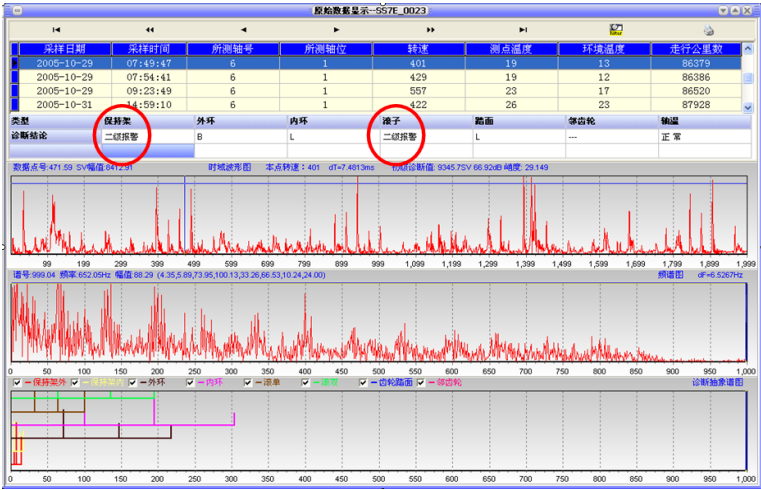


图 4-229 同时报告滚子和保持架二级报警

如果轴承中只有孤立的保持架故障，则即使没有滚子故障，也会有鲜明的保持架故障谱线，而不会有滚子故障信息相伴。图 4-232 所示的是轨道交通齿轮箱轴承的保持架预警，图 4-233 所示的是据此分解发现的保持架断裂照片。

(8) 利用边频和调制谱规律确认故障机理：充分了解了故障冲击信号调制的发生原因，明确在特定的机械结构中，哪些故障存在何种形式的边频和调制谱，在确定因果对应性的单一性和可逆性后，就能够根据所发现的故障谱线的边频和调制谱，确认故障发生的具体原因或故障发生的更具体的部位。这就是所谓“故障机理诊断”之一。虽然“故障机理诊断”不是诊断软件的任务，而是维修人员或维修软件的任务，但为了说明故障与其发生机理之间的关系，本节仅以若干实例来说明故障机理诊断的一般实施过程。

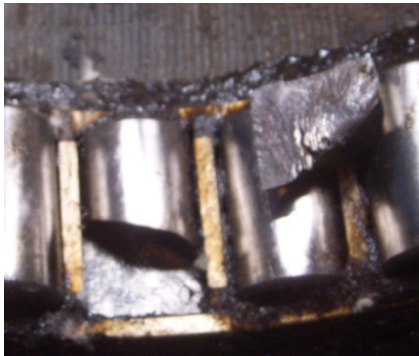


图 4-230 滚子端面故障发展到圆周故障

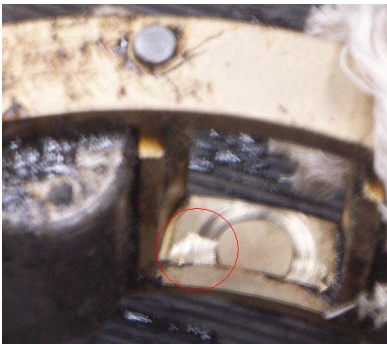


图 4-231 破碎的故障滚子撕裂了保持架

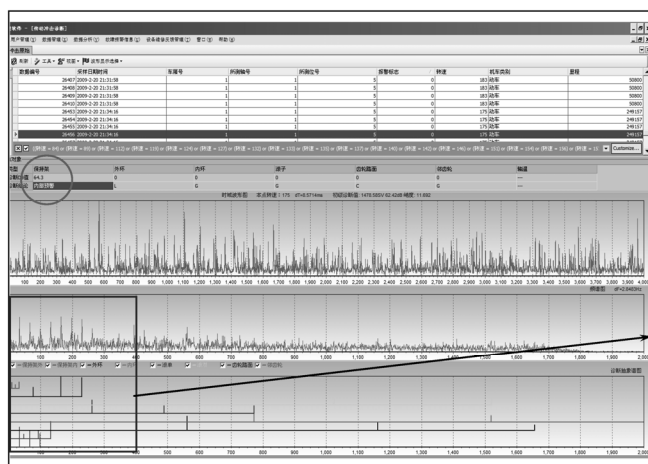


图 4-232 发现保持架故障的诊断谱图

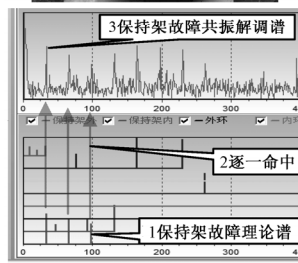
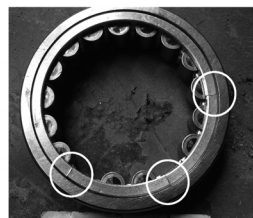


图 4-233 数据细节和故障保持架

圆柱滚子轴承滚子的真正承力工作面，是它的滚动工作面。具体说，是其圆柱面或圆锥面，而不是它的滑动工作面（即不是滚子的端面）。因此，凡是由于某种原因造成滚子端面承受重载者，这些轴承就容易发生滚子故障。

在风力发电机上大量使用的圆柱滚子轴承也常承受轴向力，可以分为以下两类。

- 冲击式轴向力：多见于齿轮箱与发电机的紧靠柔性联轴器的轴承。因为联轴器存在轴向窜动、振动，给轴承施加轴向力。它们的故障形式主要是端面破损。
- 持续式轴向力：多见于叶轮的主轴轴承。它们的故障形式主要是端面间隙消失磨损故障。

① 滚子端面破损并且随机抽取或调制故障识别：多数圆柱滚子轴承的滚子端面故障不是滚子端面与挡边的间隙持久消失引起的，而是由于材质缺陷或受到内外环挡边剪切冲击力的破坏引起的。而且，这类故障在产生后，并不能持久与挡边碰磨，而是在轴向窜动时，偶然地、随机地与挡边碰磨才发生冲击。由于滚子端面故障信号随机抽取（在挡边不能碰磨滚子时信号丢失），共振解调波形显然要随机缺失；由于轴窜随机变化，故障与挡边碰磨的冲击幅度也随机变化。这种碰磨所致共振解调信号幅度的随机变化或缺失，不可避免地引起的幅度特征的随机调制，更重要的频谱特征则是共振解调频谱不会产生边频谱和调制谱。这种故障信息是共性信息。图 4-234 所示的是 SS7E-0023 机车 61 位轴箱轴承报警的诊断报告。1 级故障阶段是滚子端面（滚单）故障阶段。该故障既没有调制谱，也没有边频谱。

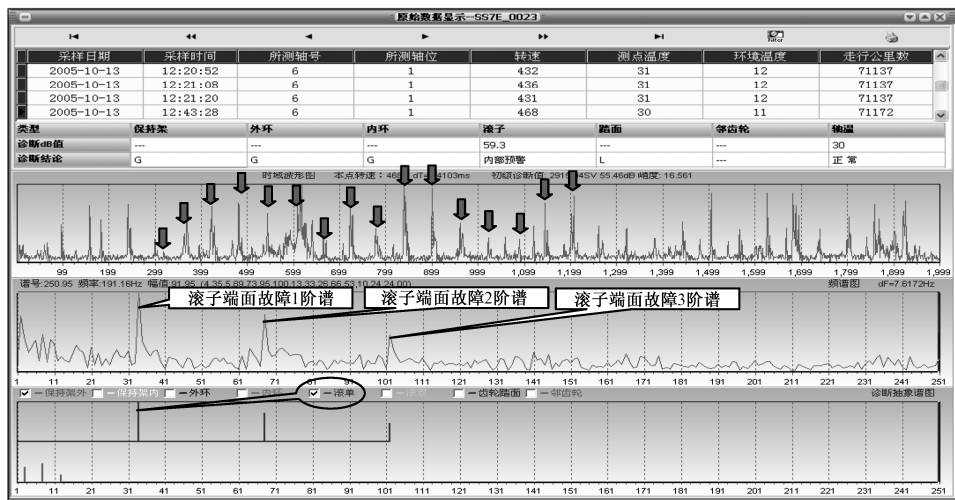


图 4-234 滚子端面故障随机冲击，无边频谱、调制谱

滚子端面故障的采样周期是  $200/33.26 \times 10.24 = 61.58$ （采样点），从而可以确认图 4-234 中箭头所指处是滚子端面故障冲击的脉冲。但也同时发现，箭头所指处应当存在的冲击脉冲，经常随机调制到幅度大范围变化，甚至有时幅度等于零，或者说冲击脉冲丢失。

图 4-235 所示的是上述的滚子端面故障发展到晚期，故障扩展到了滚子圆周时的诊断报表。

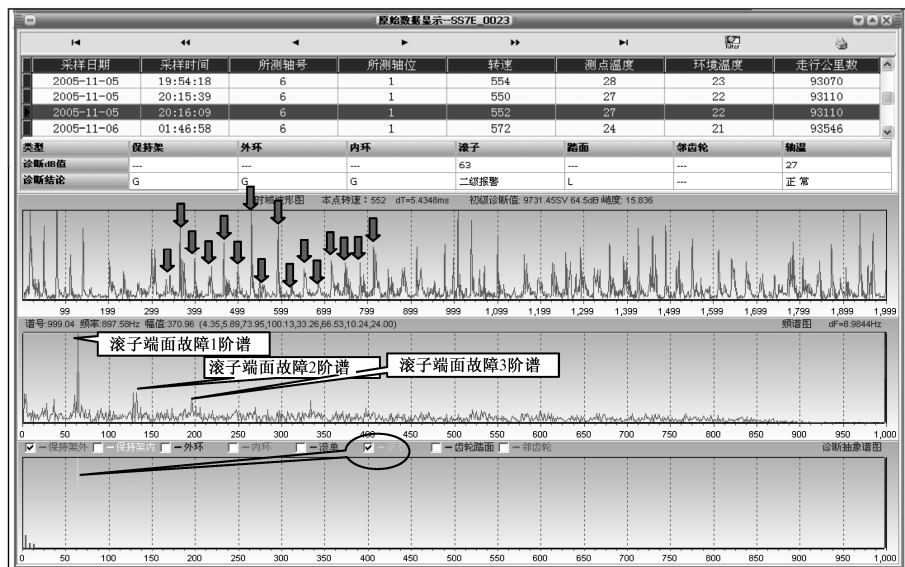


图 4-235 滚子圆周故障随机冲击，无边频谱、调制谱

可见此时的故障主要表现为滚子圆周冲击的 2 级故障阶段，称为滚子圆周（滚双）故障。该故障由于是从端面发展过来的，它与滚道的冲击不免具有随机的因素，以至其频谱图中既没有调制谱，也没有边频谱。

滚子圆周故障的采样周期是  $200/66.53 \times 10.24 = 30.78$  (采样点)，从而可以确认图 4-235 中箭头所指处是滚子圆周故障冲击的脉冲。但也同时发现，箭头所指处应当存在的冲击脉冲，或随机调制到幅度很小，或者幅度等于零而丢失（故障照片见图 4-230 和图 231）。

由此可见，**滚子端面破损并且随机抽取或随机调制故障识别**的特征是故障没有调制谱，没有边频谱。

**② 滚子端面间隙消失磨损的调制故障识别：**此类故障的引发原因则是持久的轴向力作用于非推力轴承，使它的挡边与滚子端面的间隙消失，如图 4-236 所示。

由于滚子的长度总是不可避免地存在差异，于是总有某个滚子比其他滚子长。在轴承受到轴向力时，总是由该长滚子的两端承受了全部作用力。而该滚子的端面又不可能是非常平的，总有某一点稍微凸出，于是在运转中它就成为引起碰磨冲击的焦点。当滚子每转动一周时，它就与对应的挡边发生一次刮碰。滚子随着保持架公转一周，要发生若干次自转，每次自转要产生相应的冲击。下列原因将导致这些冲击的幅度（特别是冲击信号的幅度）随着保持架公转而调制。

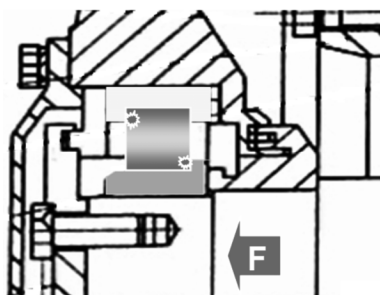


图 4-236 滚子端面持久受轴向力的示意图

- 该滚子公转到不同的位置与挡边的不同部位发生碰磨冲击时，由于不同位置的挡边有微量差异，因此它与挡边碰磨冲击就会有差异。这种差异也许是可以忽略的
- 由于轴承的口径比较大，由于只可能在轴承座的一较个方位安装传感器来检测故障冲击，传感器与不同方位的挡边的距离相差很大，特别是较近的挡边部位被滚子冲击的信号可以直射传感器，损耗很小；而较远的挡边部位被滚子冲击的信号只能绕射到传感器，损耗很大；这就引起挡边的各部位与滚子端面的哪怕是等幅的冲击，传递到传感器后就变成了幅度相差甚大的冲击，传感器输出的冲击信号就发生大幅度的起伏调制，调制的频率显然就是保持架相对于传感器公转的频率

图 4-237 所示的就是在驱动电机上常见的滚子端面间隙消失信号。下面来分析其特征。

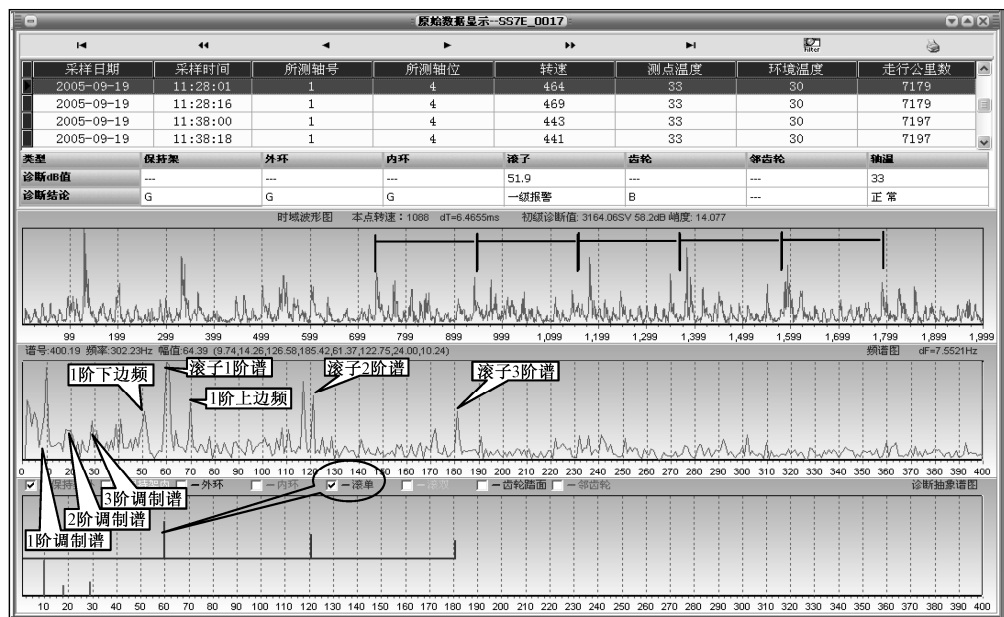


图 4-237 滚子端面间隙消失故障谱图

由图 4-238 提供的轴承参数,可以根据前面提供的公式计算轴承保持架公转的频率、公转的周期。在图 4-237 中,自动诊断软件按照转速/相位自动跟踪采样方法论,对有关计算参数都作了归一化——所有的采样都按照传动比为 1 的车轴转动频率  $f_n$  的 200 倍来进行,即采样频率为  $200f_n$ 。于是有下列的固定时域关系和频域关系:车轴每转一周采样 200 点,图 4-237 中的上图表明采集了车轴转动约 10 周的数据。实际采样  $N=2048$  点。假定采样频率也是  $f_s=2048\text{Hz}$ ,按照采样定理容易计算得到频谱分析的分辨率  $df=f_s/N=1\text{Hz}$ 。

由于采样的频率  $f_s$  是转速频率  $f_n$  的 200 倍,已知  $f_s=2048\text{Hz}$ ,则有  $f_n=f_s/200=10.24\text{Hz}$ 。

于是,转速频率的谱线号码是  $pn=f_n/df=10.24$ 。

| 轴承参数显示窗口--SS7E_0017 |     |        |       |    |      |     |      |      |
|---------------------|-----|--------|-------|----|------|-----|------|------|
| 轴位代码                | 轴径  | 中径     | 滚径    | 滚数 | 滚子列数 | 接触角 | 传动比1 | 传动比2 |
| 1                   | 160 | 226.00 | 34.00 | 17 | 1    | 0   | 0.43 | 1.00 |
| 2                   | 160 | 250.50 | 46.50 | 14 | 1    | 0   | 2.34 | 2.34 |
| 3                   | 380 | 430.00 | 24.00 | 38 | 1    | 0   | 0.43 | 1.00 |
| 4                   | 110 | 175.00 | 33.00 | 13 | 1    | 0   | 2.34 | 2.34 |
| 5                   | 160 | 226.00 | 34.00 | 17 | 1    | 0   | 0.43 | 1.00 |

图 4-238 轴承参数

自动诊断软件在诊断图（图 4-237）的中缝的括号中，顺序列出了有关故障类型对应的谱号，见表 4-20。

表 4-20 中缝信息表

| 类 型  | 保外   | 保内     | 外环    | 内环    | 滚单    | 滚双    | 本齿轮   | 邻齿轮 |
|------|--|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|
| 谱号示例 | (9.74,14.26,126.58,185,42.61,37,122.75,24.00,10.24:) |        |       |       |       |       |       |     |
| 采样周期 | 210.27   | 143.62 | 16.18 | 11.05 | 33.37 | 16.68 | 85.33 | 200 |

由于本例研究的对象是驱动电机的非齿轮端轴承，所以本齿轮是主动齿轮，即小齿轮；而邻齿轮则是大齿轮、车轴齿轮。注意，大齿轮只有一个故障的特征频率（根据前述的公式）就等于车轴的转速频率 $f_n$ ，谱号是 $pn=10.24$ 。而表 4-20 中的邻齿轮给出的邻齿轮谱号与此相符。

由于已经通过设计明确 10.24 谱号对应的大齿轮信息的周期是 200 采样点，于是可以根据中缝提供的各类故障的谱号信息计算各类故障周期的采样点数。

在表 4-20 中已经计算了全部故障信号的理论周期对应的采样点数。如计算滚子端面故障的调制——保持架对外环转动频率的采样周期点数为

$$T_{gd} = 200 / p_{bw} \times 10.24 = 200 / 9.74 \times 10.24 = 210.27$$

据此可以清晰地看到时域波形中存在着每 210 采样点起伏一次的信号，至少可以确定该信号受到了保持架公转的调制。

那么，该信号是谁产生的？注意，每 100 次采样（100 个采样点）获得的冲击脉冲数约为 3 个，就是说冲击的周期是 33 个采样点。查表 4-20，证明这是“滚单”冲击信号，即滚子端面冲击的信号。于是可以得到结论：滚子端面故障受到保持架相对外环转动的调制。

分析对应的频谱图形也能够得到完全相同的结论：故障的主要谱线出现在大约 60 号谱线及其整倍数上。在表 4-20 中指出，61 号谱线是滚单故障的特征频谱；在 1 阶谱线（约 60 号）两边相隔小于 10 号谱线处有边频谱存在；查表 4-20（中缝信息），略小于 10 号谱线的谱号是保持架对外环的信息。因此得出结论：滚子端面故障存在着保持架对外环转动频率的边频。

最后，可以看到在小于 10 号、20 号和 30 号处都存在着相对突出的谱线。查表 4-20，小于 10 号谱的是保持架相对外环转动的信息，原来这就是滚子端面故障受保持架调制的调制谱。

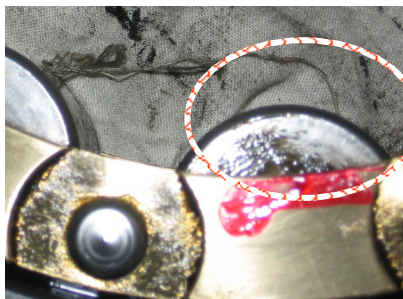


图 4-239 滚子端面间隙消失性故障磨损的滚子



4) 共振解调波的多阶性误诊和高阶误用(半谱)判据 共振解调信号的多阶性曾经被作为一个重要的优点来利用。但是任何事物都有其两重性,既有其有利的一面,也可能有其不利的一面。多阶性有助于区分谱线是来自共振解调波形的,还是混进了干扰。但是多阶性的高阶谱线不可避免地可能与其他故障的基本谱线、低阶谱线重合或相近,在并没有那些故障时,某些故障的高阶谱线被误认为有那些故障而发生误诊。更为严重的是,如果齿轮有故障,但它的高阶谱线被误认为是轴承某种故障的谱线,则可能在并没有轴承故障时发出轴承故障报警。这种误诊无疑将引起对轴承的误分解、维修。这显然是故障诊断所不能容忍的。

为了解决这一问题,就需要更加仔细地研究和利用相关故障的信息规律。在软件专家系统中,设计了“高阶谱误用判据”来克服这类误诊。常因为误报警者的特征频率是引起误诊者的特征频率的整分数,如  $1/2$ ,  $1/3$ ,  $\dots$ ,  $1/9$  等,而根据“行百里而半九十”的哲理所描述的模糊数值关系,而别其名为“半谱判据”。高阶谱误用判据的代表符号是英文字母“H”。

如前所述,引起高阶谱误用的原因并不限于某些故障的特征频率之间呈现整倍数关系,即使是只有接近于整倍数的关系,也可能引起误诊,因为在具体诊断的过程中,转速稳定性误差、轴承参数的磨损偏差和制造误差、滚动运行零件出现打滑等因素的影响,都需要在进行理论指导主动诊断而搜索谱线时,留有足够的误差范围。而这个预留的误差范围,就使得接近于整数关系的特征频率形同等于整数关系。

图 4-240 所示的是一个这种可能发生误诊情况的例子。

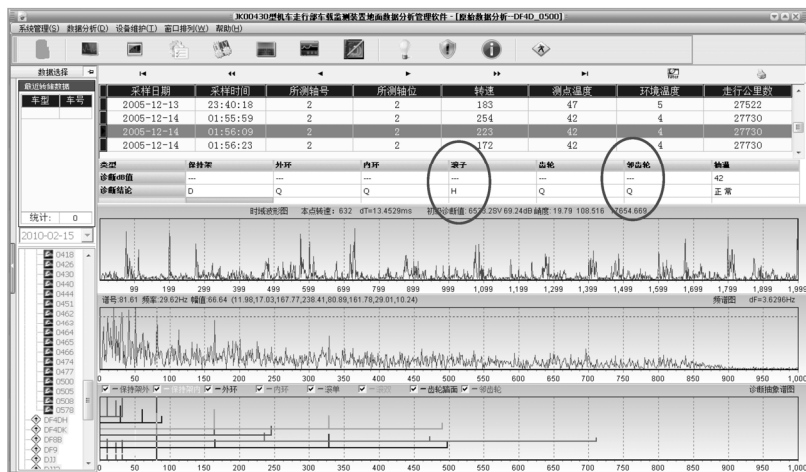


图 4-240 半谱判据防止齿轮故障引起的滚子被误诊



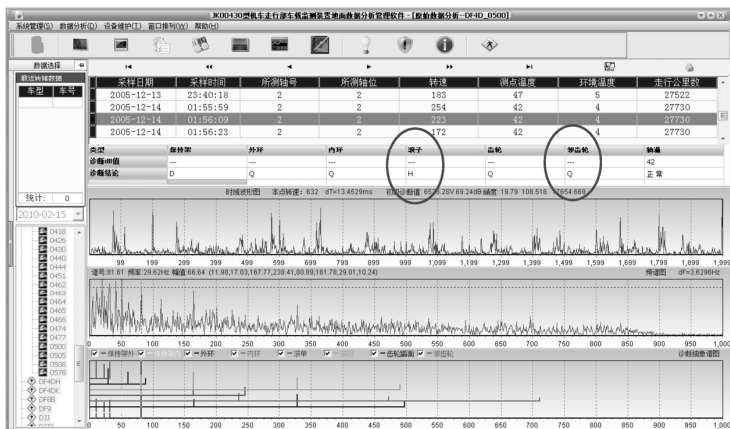


图 4-240 半谱判据防止齿轮故障引起的滚子被误诊 (续)

由于邻齿轮(即大齿轮)故障(如图 4-240 上图),存在着等于其特征谱号(10.24)整倍数的丰富的高阶频谱的谱线;滚子没有故障,但它的特征频率对应的谱号(如中缝信息所提示)是 80.89,是邻齿轮特征谱号(10.24)的 7.8994 倍,接近整数 8,误差仅为 1.26%,在谱线搜索的允许误差范围内,因此齿轮故障的 8、16、24 阶谱完全可以被滚子故障搜索时误用,而发生错误的滚子故障报警。

图 4-240 的下图就是在上图的检测 10s 后,为了确认该邻齿轮(大齿轮)的故障状态,而再次检测时出现的这种情况。尽管邻齿轮故障因为信息不清晰而被标志以“Q”加以否定,但也不能轻率认定轴承滚子故障,因此软件在“滚子”故障栏书以“H”标志否定了它。

如果说轴承内部有一种故障而误报为还有另一种故障,问题还不严重,因为用户对设计的要求只是报告轴承有故障而不必要明确何处故障。这种同是一套轴承内部的故障类型的误诊,称为“内部类误诊”。但是,如果轴承之外的其他故障被判定为还有轴承内部零件的故障则不能允许,因为它的误导将会引起轴承误分解,如齿轮出现初期故障去分解了轴承。此类误诊称为“外部类误诊”。

许多有关机械结构的、故障物理的、信息传递的特定规律,都可以作为防止上述“高阶谱误用”而发生误诊的根据,通过对相关结构、物理、信息关系的推理考察,能够有效地防止误诊发生。软件自动诊断专家系统根据这些反推理做出防止误用的决策后,认定这个诊断是**滚子故障搜索时误用了齿轮故障信息的高阶谱信息,从而应当否定该诊断结论**,并将此类旨在防止误用高阶谱信息的方法论和判定根据,称为“半谱判据”,其反推理结果是否定这个滚子故障,并在诊断谱图的“(故障)类型”和“诊断结论”一栏中,对“滚子”类型故障,在“诊断结论”处做出“H”标志,即**“被半谱判据否定有故障”**。

# 第5章 整机测试

## 5.1 概述

### 5.1.1 整机结构

从结构上看，现代风力发电机组主要由风力机、主传动机构、发电机、变流器、主控制系统、变桨距系统、偏航系统、制动系统，以及机舱、塔架等构成；从原理上看，风力发电技术是涉及空气动力工程、机械工程、电气工程、信息及计算机工程、力学工程、电力电子变流技术等多种学科的综合技术；从外部环境上看，一般来说，风电机组工作的外部环境条件十分严酷，并网机组的电网条件也十分严格。上述情况决定了风力发电机组的设计和制造过程十分复杂，运行条件和运行工况的复杂多变，也给风力发电整机测试技术增加了难度。

图 5-1 所示为国产 SUT77—1500 DF 型变速恒频双馈风力发电机组的现场照片，该机组额定功率为 1500kW，额定电压为 690V、额定风速为 11.5m/s，风轮直径为 77m，轮毂中心高为 68.2m。



图 5-1 国产 SUT77—1500 DF 型变速恒频双馈风力发电机组的现场照片

图 5-2 所示为这台风力发电机组总体结构的透视图，由此可以清楚地了解到机组的构成及其装配情况。

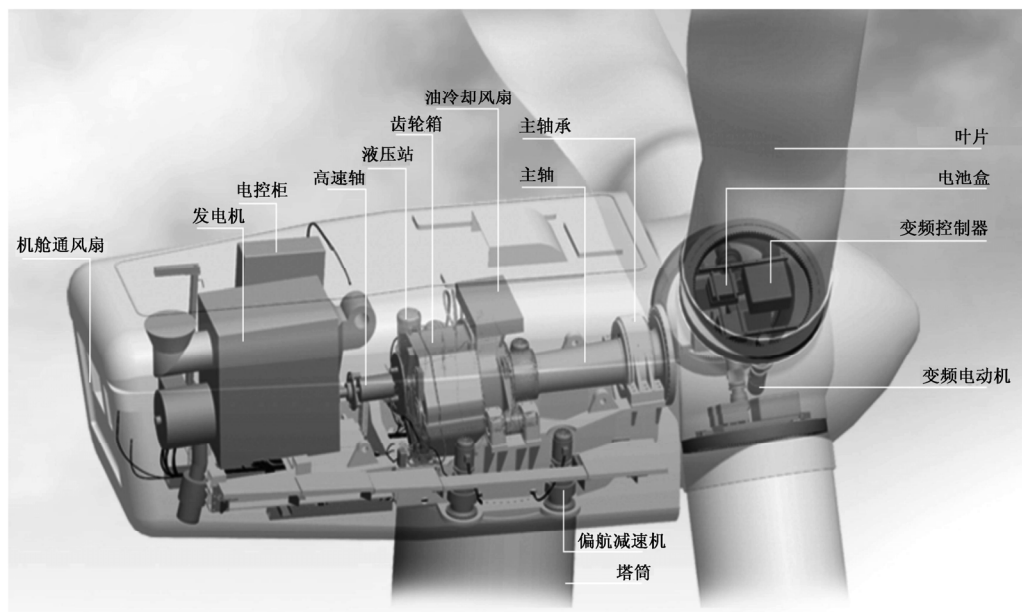


图 5-2 SUT77—1500 DF 型变速恒频双馈风力发电机组总体结构

### 5.1.2 整机检验规则

GB/T 19960—2005《风力发电机组 第 1 部分：通用技术条件》规定，风力发电机组应进行以下检验。

#### 1. 出厂检验

每台风力发电机组都应进行出厂检验。出厂检验可分为检查检验和试验检验两种类型，具体检验项目如下所述。

##### 1) 检查检验项目

- 各系统旋转部件间隙检查
- 主传动链对中检查调整
- 机舱偏转机构齿间距检查调整

##### 2) 试验检验项目

- 调速机构试验
- 偏航机构试验
- 液压系统功能试验
- 机组安全保护功能试验
- 主控系统控制功能试验
- 各工况模拟运行试验

- 发电系统并网功能试验
- 其他制造商规定的试验项目

进行出厂试验时,应将机组空载拖动至额定转速,连续运行 2h 以上,使各温度测量点的温升达到稳定状态,包括发电机绕组温升和轴承温度、齿轮箱轴承温度和润滑油温度、环境温度等。

### 2. 型式检验

**1) 适用情况** 与其他机电类产品一样,在下列情况之一时,风力发电机组需进行型式检验。

- 新产品试制定型鉴定时
- 经鉴定定型后制造商第一次小批量试生产时,当出厂检验结果与以前进行的型式检验结果出现不允许的偏差时
- 原材料、结构、工艺有重大变化,可能影响产品性能时
- 国家质量监督机构提出进行型式试验要求时

#### 2) 检验项目

- 试运行测试(包括出厂试验、安装检查和运行性能考核)
- 安全和控制功能测试
- 功率特性测试
- 载荷测试
- 噪声测试
- 电能质量测试
- 其他测试(电工环境条件试验、电磁兼容测试)

### 3. 安装检验

机组安装完成后,需根据 GB/T 19568—2004《风力发电机组装配和安装规范》进行安装检验。安装检验是一项非常重要的检验,应高度重视。安装检验项目如下所述。

- 螺纹连接件的松紧度是否达到要求
- 焊缝是否牢固,有无裂纹、夹杂等缺陷,连接强度是否可靠
- 机械零件的辐射保护
- 电气设备的安装质量(如电缆敷设、接地设备和接地系统等)
- 液压系统管道是否有泄露
- 塔架与地基、机舱与塔架的形位公差是否符合图样要求
- 显示系统、警示标志是否清楚、齐全
- 操作系统是否灵活、安全、可靠

#### 4. 试运行测试

安装检验完成后,应按风力发电机组试运行规范进行试运行。单台风力发电机组及其配套工程安装完工并验收合格后,应及时进行单台机组的起动调试试运行工作,以便尽早上网发电;本期工程最后一台机组调试试运行结束后,应及时进行本期工程的整套试运行及其验收工作。根据 GB/T 19960—2005 的规定,试运行测试应包括出厂试验、安装检验和运行性能考核等(参见整机测试的试运行部分)。

#### 5. 验收

风电场试运性检验通过后,应根据我国电力行业标准 DL/T 5191—2004《风力发电场项目建设工程验收规程》的规定进行试运行验收、工程移交生产验收和工程竣工验收。

试运行完成后,应向用户提交安装检验报告和试运行验收报告,由用户验收。试运行一般分为单台机组起动调试试运行和工程整套起动试运行两个阶段。因此,试运行验收也应分为单台机组起动调试试运行验收和工程整套起动试运行验收。单台机组起动调试试运行验收时,机组安装工程及其配套工程均应通过单位工程完工验收,升压站和风电场内电力线路已与电网接通并已通过冲击试验,机组必须已经通过紧急停机试验、振动停机试验和超速保护试验,经调试后机组的安全无故障连续并网运行时间不得少于 240h。

对试运行验收、工程移交生产验收和工程竣工验收,DL/T 5191—2004 中规定了详细的验收程序,包括验收应具备的条件、验收时应提供的资料、验收检查项目及验收工作程序等。

##### 5.1.3 整机测试的内容与方法

风力发电机组的整机检验主要包括两个方面,一是检验机组的各项功能是否满足设计要求;二是检验机组的运行性能是否符合设计要求。

风力发电机组的功能主要包括两个方面,一是控制系统的控制功能;二是机组安全系统的安全保护功能。在这两方面功能中的全部项目均满足国家标准规定和设计要求的基礎上,才能进一步对机组的运行性能进行检验。控制系统的控制功能检验主要包括系统的起动、停机功能测试;主控系统与执行机构(变桨距系统、偏航系统、解缆等)的通信及功能测试;主控系统与并网变流器的通信及功能测试;并网及运行功能及一般保护功能(如过载(过热)保护、短路保护、欠/过电压保护、缺相保护)测试等,上述功能的手动/自动控制功能,以及机舱、塔底、远程控制功能等。安全系统的安全保护功能检验包括安全链与紧急停机功能测试、机组监控系统测试、防雷接地保护系统测试及制动系统测试等。

风力发电机组的性能主要包括功率特性、电能质量、载荷，以及振动与噪声，机组性能还应包括对机组额定值及主要性能参数的检验。

风力发电机组的整机测试一般可以分为 3 种类型。第 1 种类型是机舱安装调试完毕后，在整机试验平台上进行的整机出厂检验（也称为台架试验），这一试验主要完成机组安全系统测试和主控系统的控制功能测试，同时还应对机组的额定值和主要运行参数进行必要的检验；第 2 种类型是完成整机的型式检验，型式检验可以有两种方式，一种方式是在风电场现场完成全部检验项目，另一种是在试验室的整机试验平台上完成机组的型式检验，这就要求整机试验平台不仅能够模拟风力机的功能及其特性，还能模拟风电场的外部环境条件，这种模拟条件的建立需要做大量的卓有成效的建模和编程等工作；第 3 种类型是完成已安装并调试完毕的风力发电机组的整机现场试运行测试，这一阶段需要首先重新检验机组安全保护系统的功能是否正常并满足设计要求，然后检验主控系统的控制功能是否满足设计要求，以上两项功能检验通过后，最后还要对机组的运行性能进行必要的测试。整机测试内容如图 5-3 所示。

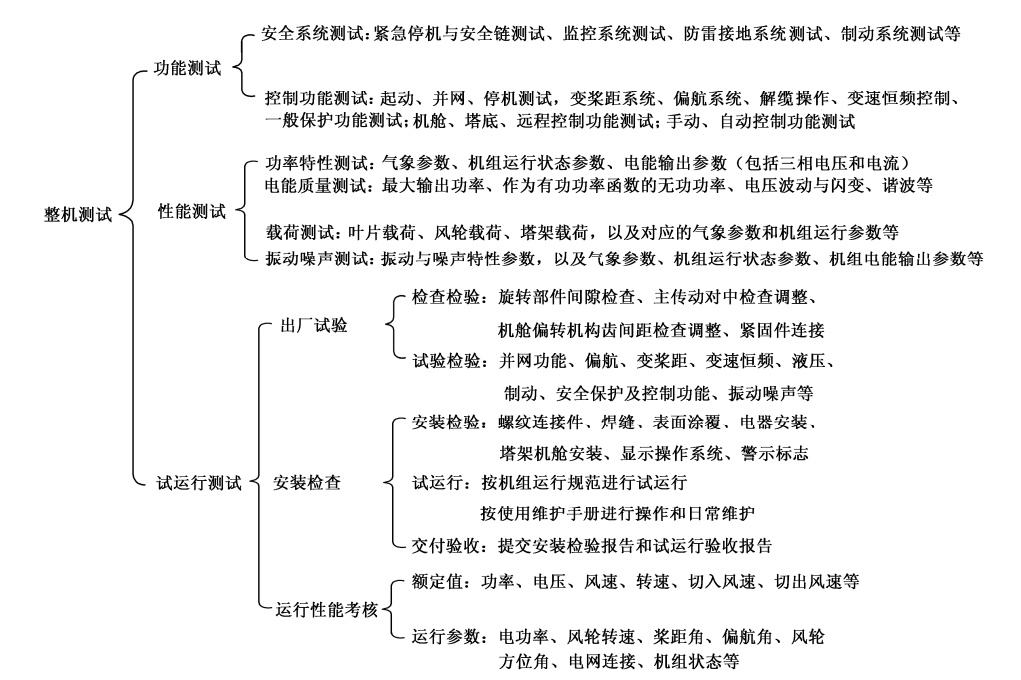


图 5-3 整机测试内容

整机试验平台是风力发电机组整机制造厂必须配备的重要设备。由前面的分析可知，因设置目的的不同，整机试验平台可分为：主要以完成风力发电机组型式试

验为目的的整机试验平台；主要用于完成风力发电机组出厂试验的整机试验平台；以整机仿真研究为主要目的的科研试验平台系统；以及以研究风轮叶片的气动性能为主要目的的风洞试验平台系统等。不同类型的风力发电机组（如变速恒频双馈发电机组、直驱变速恒频永磁同步发电机组或恒速恒频感应发电机组等），其整机试验平台的构成也都不尽相同。

风力发电机组的整机测试是一项重要而又十分艰苦的工作。说它重要是因为未经整机测试和整机测试不合格的机组是不能够并网发电的，而测试中的一个小的失误将来就可能酿成大的事故。因此，整机试验前，应根据国家标准、设计要求和机组特点拟订整机测试规范，首先对各主要零部件的机械耦合和电气连接进行全面检查，然后严格按照规范逐项进行整机测试。说它艰苦是因为整机测试时，特别是整机现场测试时，生活条件和工作条件都十分艰苦，测试工作的难度和工作量都很大，有些测试项目（如功率特性测试等）需要进行几个月甚至更长的时间。可以说，每一次整机测试都是对相关人员工作能力和意志品质的一次重要考验。

本章首先介绍几种整机试验平台的构成与工作原理，然后介绍整机功能测试的原理与方法，包括控制功能和安全保护功能的测试，以及机组额定数据和运行参数测试。整机运行性能测试的原理与测试方法将在第6章中介绍。

## 5.2 整机试验平台

由于大型风力发电机组造价昂贵，运行现场的外部条件又十分严酷，因此在进行机组现场安装和试运行前，需要在试验室完成一系列整机试验，以便检验风力发电机组的安全保护功能、控制功能及运行性能等是否符合设计要求和国家标准。完成这些整机试验的试验台称为整机试验平台。对于小型风力发电机组，整机试验比较容易实现。然而，对于大型并网型风力发电机组，完成整机试验并不是一件容易的事。首先，要想在试验室里把风轮与机组装配连接起来就是一件十分困难的事情。以图5-1和图5-2所示的风力发电机组为例，其塔架高68.2m，风轮直径为77m，在空间的总高度已达106.7m，整机的总质量达183.8t，将这样一个庞然大物在试验室里竖立起来是十分困难的。目前风力发电机组正在向超大型化方向发展，最大风轮直径已经突破100m。因此，如何在试验室对风力机进行有效模拟就成为整机试验平台构成的技术关键。另外，整机试验平台还应能够模拟实际风电场的外部环境条件（如风速、风向、气温、气压等），以便准确测取机组的运行性能。

因整机试验目的的不同，整机试验平台的构成将有所不同。一般说来，可分为以下4种类型。

- 用于完成风力发电机组型式检验的整机试验平台
- 用于完成风力发电机组出厂检验的整机试验平台

- 以完成风力发电领域的科学研究为主要目的的整机试验平台
- 以完成风轮叶片气动性能试验为目的的风洞试验平台等

本节将对上述整机试验平台中的前两种作简要介绍，风洞试验平台的原理与构成请参阅 3.2 节。

### 5.2.1 用于完成型式检验的整机试验平台

#### 1. 型式检验

型式检验是为了确定风力发电机组是否符合其制造标准的要求，而对机组的功能和性能所进行的全面检验。型式检验可以在试验室的整机试验平台上进行，有些检验项目也可以在经安装验收和试运行验收后的风力发电机组现场进行。本节主要介绍以完成型式试验为目的的整机试验平台的原理和构成。

GB/T 19960.1—2005 中规定了风力发电机组型式检验的检验规则，其检验项目的规定请参照 5.1.2 节。在型式检验时，应对风力发电机组的安全保护功能和控制功能进行逐项测试，然后测试机组的主要运行性能，包括机组的功率特性、电能质量、载荷及噪声。功率特性测量的目的是记录该型号风力发电机组的实测功率特性曲线，并预测其年发电量。对于小型风力发电机组，载荷测试可由相应标准中规定的耐久试验代替。必要时还需进行其他项目的测试，如进行电工环境条件试验及电磁兼容测试等。

这种类型的整机试验平台除可完成机组的型式试验之外，一般还应能完成机组主要部件的型式试验，如发电机、齿轮箱及并网变流器等的型式试验。

以完成型式检验为目的的整机测试的试验内容和试验方法见表 5-1。根据我国风力发电测试技术的现状，大多数整机生产企业还不具备在试验室完成整机型式检验全部试验项目的能力，因此表 5-1 中将整机型式检验分为地面检验和现场检验两个阶段。地面检验应能完成除主要运行性能试验以外的全部试验项目；而现场检验首先应完成整机的现场静态测试、空转测试和并网测试，以便对包括控制系统和安全保护系统进行全面检验，并确认风力发电机组的控制功能和安全保护功能的动作准确、可靠，然后完成机组试运行测试和主要运行性能测试。

表 5-1 型式检验的试验内容与试验方法

| 检 验 类 型                      | 试 验 项 目  | 试验内容与与方法  |
|------------------------------|----------|---|
| 地面检验（在整机生产厂试验室的整机试验平台上进行的检验） | 机舱装配情况检查 | 检查风轮、塔架、齿轮箱、偏航机构、联轴器、发电机等部件的安装和紧固连接是否正确、可靠，电器零部件及其连接，以及辅助装置的质量及其安装等是否符合相关标准和图纸的规定 |



续表

| 检 验 类 型                       | 试 验 项 目  | 试验内容与方法  |
|-------------------------------|----------|--|
| 地面检验 (在整机生产厂试验室的整机试验平台上进行的检验) | 空载拖动试验   | <p>在额定转速下空载运行 2h 以上, 使各测试点温升达到稳定状态, 测试机组各项功能是否符合要求, 并完成以下测试:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 检查机组运行是否平稳、无冲击</li> <li>➤ 并网功能测试 (或软起动功能测试)</li> <li>➤ 发电机绕组、轴承温度, 齿轮箱轴承、润滑油温度, 环境温度测试</li> <li>➤ 安全保护功能测试</li> <li>➤ 控制功能测试</li> <li>➤ 振动与噪声测试</li> </ul>                                 |
|                               | 地面性能试验   | <p>地面性能试验应完成以下测试:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 机组软起动性能测试</li> <li>➤ 机组偏航系统测试 (按 JB/T 10425.2 的规定进行)</li> <li>➤ 液压系统测试 (按 JB/T 10427 的规定进行)</li> <li>➤ 电控系统功能测试 (按 GB/T 19070 的规定进行)</li> <li>➤ 机械制动系统测试 (按 JB/T 10426.2 的规定进行)</li> <li>➤ 机组变速恒频性能测试</li> </ul>                      |
|                               | 加载试验     | <p>加载一般分为利用电动机驱动系统模拟风力机加载和模拟风电场加载两种, 在工作转速范围内应连续运行 24h 以上, 加载的级数可自行设定 (含手动/自动)。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 正常运行条件下, 模拟风力机加载, 连续记录数据, 主要包括风力发电机组的电能参数, 扭矩、转速、电压波动及闪变、谐波、温度、油压、振动与噪声等</li> <li>➤ 正常运行条件下, 模拟风电场加载, 连续记录数据, 主要包括风力发电机组的电能参数, 扭矩、转速、电压波动及闪变、谐波、温度、油压、振动与噪声等</li> </ul> |
|                               | 超载试验     | <p>一般在额定扭矩的情况下, 由电动机驱动机组超速运行, 来使机组超载。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 在额定扭矩情况下, 超速 (额定转速的 110%), 历时 2min, 连续记录数据, 主要包括风力发电机组的电能参数, 扭矩、转速、温度、油压和振动噪声</li> <li>➤ 在额定扭矩情况下, 超速 (额定转速的 120%), 历时 2min, 连续记录数据, 主要包括风力发电机组的电能参数, 扭矩、转速、温度、油压和振动噪声</li> </ul>                                 |
|                               | 风况模拟运行试验 | 瞬态风能模拟试验, 模拟正弦风、恒速风、阶跃风和随机风 (风速幅值、周期可调)。连续记录数据, 主要包括风力发电整机参数, 扭矩、转速、温度、油压和振动噪声   |
|                               | 紧急制动试验   | 模拟极端风况或特定紧急情况下的紧急制动试验  |
|                               | 自定义试验    | 用户可以将预存的工艺测试数据保存在 Excel 中, 系统读入数据, 自动跑合测试数据, 数据时间间隔可调  |

续表

| 检 验 类 型                            | 试 验 项 目           | 试验内容与方法   |
|------------------------------------|-------------------|---|
| 现场检验（<br>风电场现场进行的控制系统、安全系统及运行性能测试） | 试运行测试             | 主要包括以下测试项目（详细请参照图 5-3）：<br>➢ 出厂试验的全部项目<br>➢ 安装调试完成后的安装检验<br>➢ 运行性能考核  |
|                                    | 控制系统测试            | 面板（手动）监控功能试验，包括：<br>➢ 机组运行状态参数的显示、查询、设置及修改功能试验<br>➢ 机组的人工起动、停机试验<br>➢ 偏航、变桨距、解缆及变速恒频试验  |
|                                    |                   | 自动监控功能试验和远程监控功能试验，包括：<br>➢ 切换到手动对风状态，调节偏航使机组偏离风向，然后切换到自动对风，在工作风速范围内，20min 内机组应能自动对准风向<br>➢ 人为制造或模拟各种故障信号，检查制动机构动作情况及控制系统对故障及其参数的显示是否正确，故障信号试验项目请参见 5.3 节的表 5-2<br>➢ 机组的自动起动、并网、停机操作 |
|                                    |                   | ➢ 用地阻仪测量风力发电机组接地点与大地间的接地电阻值，应小于 4Ω<br>➢ 测量电力线路、电气设备、控制柜外壳及二次回路之间的绝缘电阻，应大于 1MΩ<br>➢ 检查电力线路入口处及发电机的防雷保护器是否完好<br>➢ 分别关闭总电源开关或按下紧急停机键，观察所有制动器是否立即投入<br>➢ 触发安全链的紧急停机测试                   |
|                                    | 主要运行性能测试（参见第 6 章） | ➢ 功率特性测试<br>➢ 电能质量测试<br>➢ 载荷测试<br>➢ 振动与噪声测试   |

2. 用于完成型式检验的整机试验平台

为了进行风力发电机组的型式试验，需要搭建具有相应功能的整机试验平台。由于在试验室将风轮通过齿轮箱（或直接）与发电机实际连接在一起十分困难，因此人们设计了各种风力机模拟系统来代替实际风力机进行整机试验。同时，这种整机试验平台还应能够模拟实际风电场的外部环境条件（如风速、风向、气温、气压等），以便能更准确地测取机组的运行性能。整机试验平台一般由电网系统、风力机模拟驱动系统、被试风力发电机组系统、传感器和仪表及测试装置等构成的测试系统，以及其他辅助装置构成。

按照风力机模拟驱动系统的不同，整机试验平台可分为直流电动机驱动的整机试验平台、交流电动机驱动的整机试验平台及对拖整机试验平台等。实际应用时，前两者主

要用于型式试验和其他研究性试验，当然也可用于出厂试验；后者则经常用于整机生产厂的出厂试验。这些整机试验平台除了能有效模拟风力机特性和风电场外部环境条件外，还应利用并网功能，将试验时发电机发出的电能回馈回电网，使整机试验平台在整个试验过程中从电网吸收的电能仅用于平衡机组的各项损耗（包括铜损耗、铁损耗、机械损耗和其他附加损耗等），从而实现试验系统的高效节能。

**1) 直流电动机驱动的整机试验平台** 这种整机试验平台的风力机模拟驱动系统由直流电动机驱动系统构成，图 5-4 所示为 MW 级变速恒频双馈风力发电机组整机试验平台的构成。

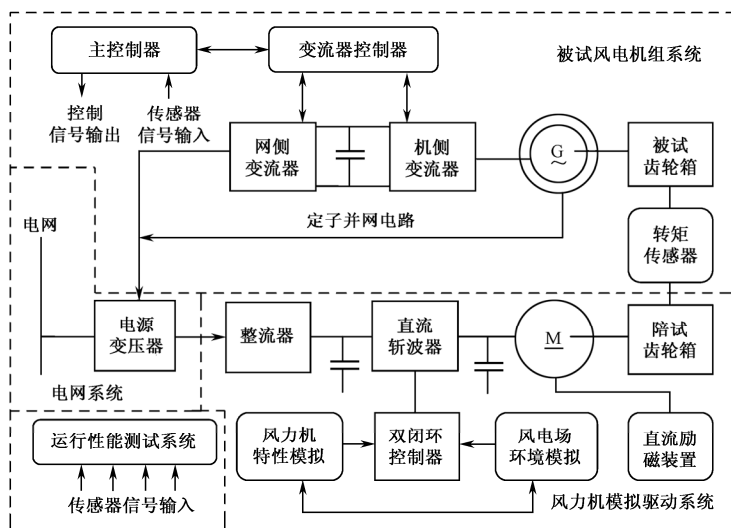


图 5-4 MW 级变速恒频双馈风力发电机组整机试验平台的构成

由图 5-4 可知，在整机试验平台的电网系统中，并网变压器的选择是关键，由于试验平台为回馈型，因此并网变压器的容量一般仅为机组额定容量的 20%~25%，就可以满足整个试验平台并网供电的需要。

风力机模拟驱动系统的主电路主要由他励直流电动机、齿轮箱、整流器和 PWM 斩波器等构成，控制电路采用典型的转速、电流双闭环枢控调速系统。之所以选择直流电动机驱动系统，是因为该系统技术成熟，速度调节方便，精度较高。可以看出，对于完成型式试验的整机试验系统来说，风力机的驱动功能及其气动特性的模拟，以及风电场外部环境条件的模拟技术是风力机模拟系统的关键技术，可以用以工控机、DSP 或 PLC 等为核心的硬件及软件系统来实现。

被试风力发电机组系统即为已安装并调试完毕的机舱及其控制系统，包括主轴传动机构、齿轮箱、发电机、并网变流器，以及主控系统、各分控系统、安全系统和传感器网络等。

整机试验平台的测试系统应包括两个部分，一部分是用于维持被试风力发电机组正常试验运行所必要的测试系统，包括风速、风向、有功功率、无功功率、转速、转矩、温度、压力等运行参数的测试；另一部分则是用于测试风力发电机组主要运行性能的专用测试系统，这一测试系统主要包括功率特性测试装置、电能质量测试仪、载荷测试装置、噪声测试仪及其所需要的各种传感器及数据采集器等。

**2) 交流电动机驱动的整机试验平台** 目前，交流调速系统的调速性能已经能够与直流调速系统相媲美。同时，交流调速系统具有结构简单、价格便宜、高可靠性等一系列优点。因此，对于大型并网型风力发电机组，搭建用于完成型式检验的整机试验平台时，其风力机模拟系统更适合采用交流电动机模拟驱动系统，一般选用基于矢量控制的三相感应电动机。图 5-5 所示为交流电动机驱动的整机试验平台的构成。可以看出，与直流电动机驱动的整机试验平台相比，风力机模拟驱动系统得到了简化，而其他系统基本上没有变化。

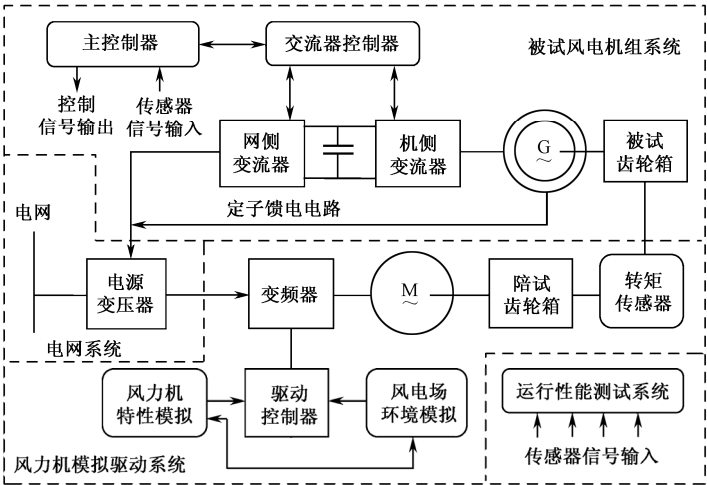


图 5-5 交流电动机驱动的整机试验平台的构成

### 5.2.2 用于完成出厂检验的整机试验平台

#### 1. 出厂检验

出厂检验是批量生产的风力发电机组为了确定其在电气上和机械上是否处于正常工作状态而进行的检验，每台新装配完成的机组都要进行出厂检验，只有出厂检验合格的机组才允许出厂。

GB/T 19960.1—2005 中规定了风力发电机组出厂检验的检验规则，出厂检验项目的规定请参照 5.1.2 节。进行出厂检验时，风力发电机组应完成表 5-1 中地面试验一栏中所列出的全部试验内容。

## 2. 完成出厂检验的整机试验平台

可以采用 5.2.1 节介绍的整机试验平台来完成风力发电机组的出厂检验,但这样的整机试验平台造价较高,而且试验平台一旦建成后,往往只能完成特定规格产品的检验,超过平台容量或容量较小机组的试验任务往往都难以胜任。因此,风力发电整机生产厂家更多地采用对拖回馈机组来实现出厂试验。所谓对拖回馈机组是指将同一批次生产的两台型号完全相同的待试机组机械上直接耦合在一起,一台作为被试发电机组,另一台作为模拟风力机的驱动电动机组。试验时,电动机组驱动发电机组运行,发电机发出的电能将全部回馈回电网,而电网所提供的电能仅用于补偿试验机组的功率损耗(包括电动机的铜耗、铁耗、风摩耗,齿轮箱的机械耗,变流器的热损耗等)。这种对拖回馈机组不仅节能,而且无需另外购置直流电动机或交流电动机及其调速驱动系统,只需配置必要的电源系统(按机组额定容量的 20%~25%配置即可)和测量用仪器仪表系统,就可以实现风力发电机组的出厂试验,具有良好的实用性和经济性。一台机组的出厂试验完成后,将对拖的两台机组的相互关系作相反设置,即可完成另一台机组的出厂试验。

从电源的配置来看,由于电动机侧需要在一定范围内变速运行,一般需要由变频器供电,因此一般均采用双电源对拖回馈法,即电动机由变频电源供电,而发电机则直接(或通过变流器)并网运行。对于不同类型的风力发电机组,完成出厂试验的整机试验平台的构成也有所不同。

**1) 恒速恒频感应发电机组的对拖回馈法试验平台** 采用三相感应发电机的风力发电机组一般直接并网运行,因此发电机的电压和频率受电网的约束而保持恒定,虽然其转速随负载的变化而略有变化,但基本上是保持恒定的。因此,采用三相感应发电机的风力发电机组一般具有恒速恒频特性。为了减小机组并网操作时的电流冲击,常在发电机的输出端与并网变压器之间设置晶闸管软起动器。

图 5-6 所示为恒速恒频三相感应发电机组采用对拖回馈法来完成出厂试验的整机试验平台的构成框图。图的左半部分的机组作电动机运行,用于模拟风力机的驱动功能;右半部分为被试风力发电机组系统,两台机组的规格完全相同,机械上背对背直接连接;最右侧为电网系统。如果两台对拖机组已经安装完毕,转矩传感器最好设置在两台齿轮箱的中间位置,以便保持机舱装配的完整性。

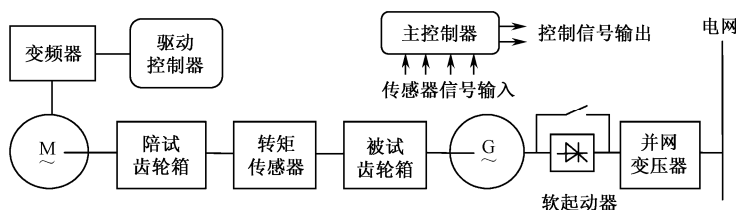


图 5-6 恒速恒频感应发电机组的对拖回馈法试验平台

主控制器输入的传感器信号主要有风速、风向、电压、电流、功率、转速、转矩、温度、压力、极限位置信号等；输出控制信号主要有启动、停机、并网操作、偏航控制、液压系统控制、制动器控制等。

**2) 变速恒频双馈感应发电机组的对拖回馈法试验平台** 采用双馈感应发电机的风力发电机组主要有两种控制方式，一种为变转差率控制，其控制方法简单、成本低，但机组性能差一些；另一种为变速恒频控制，这种控制方式可以使发电机的转速与电网频率解耦，通过控制双馈发电机转子边的交流励磁（转子电流、频率等），使机组转速得以跟踪风速，从而实现风力机的功率优化控制。为此，需要在发电机转子绕组与电网之间，串接一台交一直一交变流器，以便实现风力发电机组的变速恒频控制。由于变流器控制的转差功率一般不大于发电机额定功率的 30%，使变流器的成本较低。优良的性能和较低的成本，使变速恒频双馈风力发电机组成为目前风力发电市场上的主流机型。

图 5-7 所示为变速恒频双馈感应发电机组采用对拖回馈法来完成出厂试验的整机试验平台的构成框图，两台机组的规格完全相同，机械上背对背直接连接。图的左半部为电动机组运行，用于模拟风力机的驱动功能；右半部分为被试双馈发电机组系统；最右侧为电网系统。

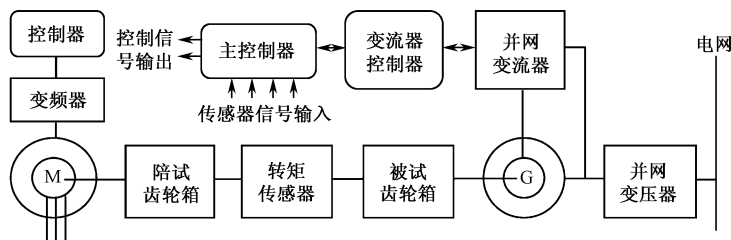


图 5-7 变速恒频双馈感应发电机组的对拖回馈法试验平台

可以看出，图中左侧作电动机运行的双馈发电机的转子三相绕组通过电刷直接短路，这就是一台变频控制的感应电动机，可以根据其控制器中事先规定的程序，来实现对风力机的模拟。图中右侧双馈发电机的定子绕组直接与电网连接，而其转子绕组则通过并网变流器与电网连接。并网变流器由电机侧变流器、电网侧变流器、中间直流环节及变流器控制器等构成，电机侧变流器通过变流器控制器接收主控制器的指令，使发电机组跟踪风速变速运行；电网侧变流器则主要负责以电网频率和电压为给定值的恒频恒压控制，以及改善变流器向电网馈电的电能质量。

为了使风力发电机组在额定风速以上时不会过载并保持恒功率输出，现代大型并网型变速风力发电机组普遍采用变桨距控制。

**3) 变速恒频同步风力发电机组的对拖回馈法试验平台** 与上面介绍的双馈风力发电机组不同，变速恒频同步风力发电机组属于全功率控制型机组。也就是说，用

于变速恒频控制的并网变流器串接在发电机电枢绕组与电网之间，发电机发出的全部电功率都要通过变流器后，才能馈入电网。另外，作为发电机，为了建立主磁场，需要在励磁绕组中通入励磁电流，因此两台电机都需要配置励磁电源装置。其他环节及其功能与上面的双馈机组相似。

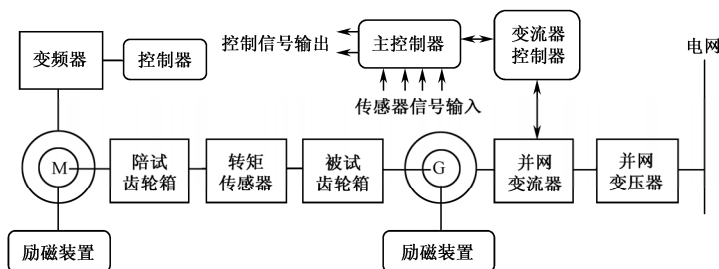


图 5-8 变速恒频同步发电机组的对拖回馈法试验平台

**4) 变速恒频直驱永磁同步发电机组的对拖回馈法试验平台** 变速恒频直驱永磁同步发电机组是近年来出现的新型风力发电机组，发展很快。所谓“直驱”，就是由风力机直接驱动永磁同步发电机，省去了故障率较高的齿轮箱等中间传动装置，不仅提高了机组的风电能量转换效率，而且大大提高了机组运行的可靠性。

永磁同步发电机是一种高效率、高可靠性电机，在大型风力发电机中应用也只是近十年的事情。在直驱式机组中应用时，由于额定转速很低（一般为每分钟十几转），发电机的体积很大（功率相同的情况下，电机的体积与转速近似成反比），给机舱的设计和发电机的安置造成了困难。因此，有时把发电机设计成外转子型，即永磁转子安排在发电机的外侧，而作为定子的电枢则安放在永磁转子的内侧，将永磁转子与风力机的轮毂直接装配在一起，实现了风力机与发电机之间的直接驱动。

与同步发电机组一样，变速恒频直驱永磁同步发电机组也是全功率控制型机组，即并网变流器串接在发电机电枢绕组与电网之间。在构成整机试验平台时，外转子发电机的装配比较困难，占用的空间也比较大（如 1.5MW 发电机的外转子的外径约为 5m），这是需要预先考虑周到的。

图 5-9 所示为变速恒频直驱永磁同步发电机组的对拖回馈法试验平台的构成框图。

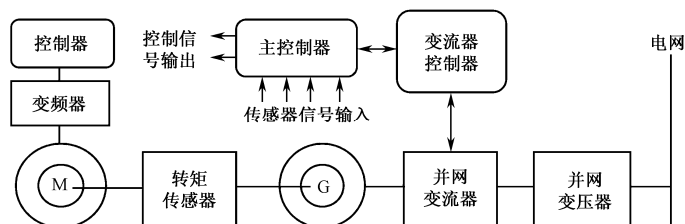


图 5-9 变速恒频直驱永磁同步发电机组的对拖回馈法试验平台

## 5.3 安全保护系统测试

众所周知,风力发电机组的工作条件十分恶劣。一方面,风力发电机组自身的工作原理和结构特点决定了机组会经常处于超出正常运行范围的工作状态,甚至出现运行参数超过极限值的危险情况;另一方面,风力发电机组所处的外部条件也十分严酷,这些外部条件包括随机变化的风况、极端气候条件(如高低温、冰冻、雨雪、沙尘等)的危害、近乎苛刻的并网条件等。这些情况都决定了风力发电机组必须具备完善、可靠的安全保护系统,当检测到机组不能保持在正常工作范围内时,控制系统或安全保护系统应作出响应,使机组得以维持在安全状态。风力发电机组的安全保护系统主要包括 3 个部分,即在线监测系统、安全链和防雷接地系统等。对于防雷接地系统测试本节不作介绍,而主要介绍风力发电机组在线监测系统和安全保护功能及其测试技术。

### 5.3.1 在线监测系统测试

#### 1. 在线监测

风力发电机组采用在线监测系统对风力发电机组的运行参数和运行状态进行在线监测,从而实现对机组的运行性能进行预测和优化并保障机组安全可靠运行。

在线监测系统需要检测的主要运行参数有:

- 风参数(包括风速、风向、气温和气压等)
- 机械参数(包括转速(风轮转速、发电机转速)、扭矩和应力等)
- 电气参数(包括电压、电流、频率、功率、功率因数和发电量等)
- 温度(包括主轴承温度、发电机绕组及轴承温度、齿轮箱油温、控制器及电力电子模块组件温度、外部环境温度等)

在线监测系统需要监测的风力发电机组运行状态主要有:

- 机舱振动
- 电缆缠绕
- 扭矩和应力
- 电网失效
- 发电机故障(如绕组短路、断路、轴承损坏等)
- 刹车片磨损
- 控制系统运行状态(包括主控系统、偏航系统、变桨距系统、液压系统等)
- 零部件故障和传感器状态等

上述信息均应输入控制系统,其中对安全尤为重要的信息还应输入安全保护系统。当在线监测的参数超过极限值或运行状态发生故障时,应通过控制系统作安全保护处理或触发安全链紧急停机。



## 2. 在线监测的传感器网络

为了对风力发电机组的运行状态和运行参数进行在线监测，机组中的相应部位设置了很多传感器，构成了风力发电机组运行时在线监测的传感器网络。传感器网络的检测值记录了风力发电机组的运行参数，描述了风力发电机组当前的运行状态，是预测和优化风力发电机组运行性能及判断其安全性的基本依据。风力发电机组需要在线监测的项目、所使用的传感器及其主要功能见表 5-2。

表 5-2 监测项目、对应的传感器及其主要功能

| 序号 | 监测项目      | 传 感 器        | 主 要 功 能  |
|----|-----------|--------------|--|
| 1  | 风速        | 风速<br>传感器    | 实时检测风速，并计算每 10min 的平均值，为控制器提供对机组进行启动、并网、变速、停机等控制的风速信息                            |
| 2  | 风向        | 风向<br>传感器    | 实时监测风向与机舱中心线的偏差角，为机组的偏航控制提供风向偏差信息  |
| 3  | 电压        | 电压<br>变送器    | 监测发电机三相电压和电网三相电压，用于判断发电机组和电网的运行状态或故障状况；判断风力发电机组是否满足并网条件等                         |
| 4  | 电流        | 电流<br>变送器    | 监测发电机三相输出电流，用于判断发电机组的运行状态和事故（短路、过载）状况；用于监测发电机的并网过程；电流波形用于谐波分析                    |
| 5  | 频率        | —            | 一般通过测量电网电压波形，经整形、计数测得电网频率，并判断其是否超出允许偏差范围   |
| 6  | 功率因数      | —            | 一般通过比较电压、电流波形的相位差测得，可用于统计发电机的有功功率和无功功率；用于判定补偿电容器的投入和切除                           |
| 7  | 功率        | 功率变送器        | 一般通过电压、电流和功率因数计算求得，也可利用功率变送器测得，用于统计发电机的有功功率和无功功率等                                |
| 8  | 转速        | 旋转<br>编码器    | 分别检测低速轴（风轮轴）和高速轴（电机轴）转速，用于机组的并网、脱网和变速控制等   |
| 9  | 扭矩和<br>应力 | 扭矩、应力<br>传感器 | 用于测量叶片根部载荷、风轮载荷、塔架载荷，以及偏航系统载荷和变桨距系统载荷等   |
| 10 | 温度        | 温度<br>传感器    | 一般采用铂热电阻温度传感器，需要监测前主轴承温度、后主轴承温度、齿轮箱油温、发电机轴承温度、发电机电枢绕组温度、并网变流器温度、控制器温度、控制器环境空气温度等 |
| 11 | 振动        | 振动传感器        | 监测机舱和塔架的振动，异常振动时将引起停机  |
| 12 | 电缆缠绕      | 计数器          | 在偏航齿轮上设置计数器，对偏航位置进行检测，当持续偏航达到设定值时，发电机组停机并实施解缆操作                                  |
| 13 | 液压压力      | 压力<br>传感器    | 检测液压系统压力，用于液压系统的压力指示，控制液压站的补油操作，以及确定刹车机构状态等                                      |
| 14 | 限位        | 限位<br>开关     | 在运动的极限位置设置的开关，以便使驱动电动机断能停转，如桨距角限位控制、偏航限位控制等                                      |

### 3. 在线监测系统测试

在线监测系统测试主要是指对传感器网络的工作状态及其安全保护功能的测试，应按照失效—安全的原则进行测量。所谓失效—安全是指设备或系统中个别部件失效时，仍能保证该设备或系统是安全的。当传感器网络的输出信号均处于正常范围时，表明风力发电机组运行在正常工作状态。当传感器信号超过预先设定的极限值时，系统将报警并同时进入停机程序。在线监测系统的监测项目及测试要点见表 5-3。

表 5-3 在线监测系统的监测项目及测试要点

| 序号 | 监测项目 | 测试要点  |
|----|------|---|
| 1  | 转速   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 高速轴和低速轴的转速信号应由两个独立的转速传感器分别采集，并提供给机组的控制系统和安全系统</li> <li>➤ 当风轮转速 <math>n</math> 在运行转速范围（最低运行转速 <math>n_1 &lt; n &lt; \text{最高运行转速 } n_2</math>）内时，转速处于正常运行状态；当 <math>n &gt; n_2</math> 时，控制系统应作出响应并使风轮减速；当 <math>n &gt; n_A</math>（临界转速）时，安全保护系统应作出响应；在任何情况下，风轮转速都不应超过最大转速 <math>n_{\max}</math></li> </ul>  |
| 2  | 功率   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 机组的输出电功率 <math>P</math> 通常作为运行参数进行监测，考虑到风力机可能出现过载功率 <math>P_T</math>，这时应将电功率作为控制信号来采集</li> <li>➤ 输出电功率可以用功率变送器来采集，也可以借助电压或电流变送器来采集，因为电压、电流与功率之间有确定的相互关系；风力机输出的机械功率可以借助转矩传感器和转速传感器来采集，因为转矩与机械角速度的乘积等于机械功率</li> <li>➤ 功率测量设备应能采集大约 1~10min 内的功率平均值和至少 1 次/s 的短时功率峰值。</li> <li>➤ 当风轮轴的机械功率大于 <math>P_T</math> 时，控制系统应自动启动保护措施，使电功率的长期平均值不超过额定功率，否则应进入停机程序；当风轮轴的瞬时功率大于临界功率 <math>P_A</math> 时，安全系统应立即自动启动保护措施，使机组停机</li> <li>➤ 如果因超过过载功率而导致机组停机，在未发生其他故障的情况下，机组应能自动重新启动</li> </ul> |
| 3  | 风速   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 对于变速变桨距风力发电机组，风速常常是机组安全运行的重要外部条件之一，或者是控制系统的输入参数之一，可通过直接测量或借助具有明确关系的转速—风速曲线来确定</li> <li>➤ 原则上，用做控制系统输入参数测量风速时，应选择适当的测量点和测量技术（参见 2.1 节）</li> <li>➤ 当风速 <math>V &gt; \text{切出风速 } V_0</math> 时，机组应通过控制系统自动停机；当风速 <math>V &gt; \text{短时切出风速 } V_A</math> 时，机组应通过控制系统立即自动停机</li> <li>➤ 如果因风速超过切出风速或短时切出风速而导致机组停机，在未发生其他故障的情况下，机组应能自动重新启动</li> <li>➤ 如果控制系统检测出风速测量装置有故障，则风力发电机组应停机</li> </ul>  |

续表

| 序号 | 监测项目          | 测试要点   |
|----|---------------|--|
| 4  | 振动            | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 振动监测可以得出风力发电机组运行状态的定性结论。振动一般指因机组不平衡（由于机组损伤、故障或叶片结冰等原因）或运行于固有频率附近而引起的强迫振动。一般检测整个机舱的总体运动</li> <li>➤ 应连续测量振动并将其振幅与预先设定的极限值作比较，如果振动的振幅较大，应认为机组可能处于不正常运行状态；如果测量的振幅超过预先设定的极限值，则安全保护系统应作出响应</li> </ul>   |
| 5  | 电网失效<br>/负载脱落 | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 如果机组发生负载脱落（即负载运行的并网机组突然失去电网负载），则风轮扭矩将全部变为加速扭矩而使风轮迅速升速，从而危及各旋转部件（如风轮、传动装置、发电机等）的安全</li> <li>➤ 电网失效时，风力发电机组失去其负载，控制系统和安全保护系统应作出响应，并立即使机组紧急停机</li> </ul>   |
| 6  | 发电机<br>短路     | 风力发电机组应配备适当的短路保护装置，一旦发生发电机短路，保护装置应作出响应，并同时触发安全保护系统，使机组紧急停机   |
| 7  | 发电机<br>温度     | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 应监控发电机绕组温度，以保证绕组温度保持在相应绝缘等级允许的范围内。常将 Pt 100 等温度传感器预先埋置在预计的绕组最热点，由控制系统对温度传感器信号进行处理</li> <li>➤ 发电机绕组的温升限值按 GB755 规定（笼型感应发电机）或降低一个绝缘等级考核（双馈感应发电机和同步发电机）</li> <li>➤ 超过允许的绕组温度（温升）时，控制系统应作出响应，降低发电机的功率输出，以便使发电机绕组及时冷却；如果绕组温度（温升）超过最大允许限值，则机组安全保护系统应作出响应</li> </ul> |
| 8  | 制动系统<br>状态监控  | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 对于风力发电机组，制动系统格外重要，除在设计上全面保证其可靠性之外，还应应对制动设备的状态进行监控。监控设备应能尽早检测出制动器递增的缺陷，并启动防范措施</li> <li>➤ 机械制动器状态监控的相关测量参数有：刹车片厚度和（或）制动间隙、制动时间或制动功率等</li> <li>➤ 如果制动器监控显示出其刹车片磨损已达到最大允许的程度，控制系统应作出响应，使风力发电机组停机，并作出失效检验的明确报告</li> </ul>   |
| 9  | 电缆缠绕          | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 风向的改变可能导致电缆缠绕，应对电缆缠绕状态进行监控，防止因过度缠绕而导致电缆损坏</li> <li>➤ 工程上常采用计数器来判别与方向有关的机舱位置，用计数值与极限值进行比较来判断电缆缠绕状态</li> <li>➤ 监控系统应在达到可接受的最大缠绕之前作出响应，并通过偏航执行机构自动解除电缆缠绕。必要时，可使机组停机</li> <li>➤ 如果电缆已自动解缆，在无其他故障的情况下，机组应允许自动重新启动</li> </ul>                                       |

续表

| 序号 | 监测项目    | 测 试 要 点  |
|----|---------|--|
| 10 | 偏航系统    | <ul style="list-style-type: none"><li>➤ 应保证即使直接操作不当，也不应导致机舱处于任何危险状态</li><li>➤ 偏航系统的机舱驱动装置应能自锁</li><li>➤ 风力发电机组起动前，应利用偏航系统确定或调整机舱的方向与风向一致</li></ul>   |
| 11 | 变桨距系统   | <ul style="list-style-type: none"><li>➤ 应保证即使直接操作不当，也不应导致风轮叶片和机组处于任何危险状态</li><li>➤ 变桨距驱动装置应能自锁</li><li>➤ 在任何情况下，均应保证变桨距系统的调节是各叶片对称的</li></ul>  |
| 12 | 频率和电压   | <ul style="list-style-type: none"><li>➤ 对于风力发电机组输出的电压、频率，以及电网电压和频率，需要进行专门的监控和运行管理</li><li>➤ 可假定电网的频率和电压是固定不变的</li><li>➤ 风力发电机组输出电压与频率的监控具有以下特点<ul style="list-style-type: none"><li>• 对于恒速恒频笼型感应发电机和变速恒频双馈型感应发电机，其定子绕组直接与电网连接，因此定子频率和电压受电网约束</li><li>• 对于变速恒频双馈型感应发电机转子和变速恒频同步发电机（含永磁同步发电机），因电机侧变流器的变频控制而实现变速运行，而电网侧变流器因直接与电网连接而需要进行恒频恒压控制</li></ul></li></ul> |
| 13 | 紧急停机开关  | <p>设置紧急停机开关是为了在紧急情况下使机组脱离危险而进行人工干预的一种手段。这种开关只能用于紧急停机，而不能改作他用</p> <p>紧急停机开关触发后，机组的安全保护系统应在尽可能短的时间内使机组停机并制动到静止，而不应出现任何时间上的延误。当然，这种紧急停机应与机组相关零部件的强度相适应</p>  |
| 14 | 主要零部件故障 | <p>其监控范围应包括能用做运行可靠性测量的物理参数，一般包括齿轮箱油温、油压，液压系统油温、压力，前/后主轴承温度，发电机轴承温度，并网变流器温度，控制器温度等。</p> <p>当上述零部件的温度、压力等超过设定的极限值时，应由控制系统作出响应，使机组停机，并且只有在排除故障后才能重新启动</p>   |
| 15 | 控制系统操作  | <ul style="list-style-type: none"><li>➤ 控制系统应承担风力发电机组的控制和调节</li><li>➤ 如果检测到控制系统已失去对机组的控制，则控制系统应触发安全保护系统</li><li>➤ 如果控制系统监控装置在 24h 内不止一次作出响应，则应触发安全保护系统</li><li>➤ 如果安全保护系统被触发，则控制系统应将机组最后运行情况的数据存储下来</li></ul>  |

5.3.2 安全保护功能测试

1. 安全保护功能

风力发电机组的安全保护功能分为一般保护功能和紧急保护功能两个层次。一般保护功能由控制系统来完成，而紧急保护功能则是由独立于控制系统的安全链来实施。

1)一般保护功能 由风力发电机组控制系统完成的一般保护功能包括以下 8 项。

➤ 过/欠电压保护

- 过电流保护
- 主轴承过热保护
- 发电机绕组及轴承过热保护
- 齿轮箱过热保护
- 刹车片过热保护
- 齿轮箱及液压站油位低保护
- 扭缆保护等

一般保护功能响应后常常导致机组停机，这种全过程都在控制系统控制下进行的停机称为正常停机。机组自动停机后，如果引起自动停机的原因能够自动消除，一般应允许机组重新自动起动。

**2) 紧急保护功能** 安全链是风力发电机组的最后一级保护系统，所谓安全链是指将可能使机组产生严重故障（如零部件严重损坏，导致主要功能丧失、安全受损等）的相关节点构成一个串联回路，一旦其中任一节点触发，就将引起快速停机响应。因安全链触发或人工干预而引起的机组停机，只有通过手动复位才能重新起动。这种因安全链触发或人工干预而导致的机组快速停机称为紧急停机。

由安全链处理的紧急保护应包括以下 7 种情况。

- 风轮（或发电机）转速超过临界转速
- 发电机功率超过过载功率或发电机瞬时功率超过临界功率
- 机舱振动超过极限值
- 过度扭缆
- 风轮与发电机转速失配
- 控制器失效
- 紧急停机开关触发等

这些需要触发安全链的紧急情况往往具有很大的危险性，只有在尽可能短的时间内令机组迅速停机并制动到静止，而不出现任何时间上的延误，才有可能确保机组的安全。当然，这种紧急停机所需的时间和制动功率应与机组相关零部件的强度相适应。

## 2. 安全保护功能测试

风力发电机组安全保护功能的测试项目与试验方法见表 5-4。

表 5-4 安全保护功能的测试项目与试验方法

| 序号 | 测试项目     | 试验方法                           |
|----|----------|--------------------------------|
| 1  | 发电机过温度保护 | 调低温度传感器动作条件设置点，观察机组动作结果及自复位情况  |
| 2  | 齿轮箱过温度保护 | 调低温度传感器动作条件设置点，观察机组动作结果及自复位情况  |
| 3  | 过度扭缆保护   | 分别拨动扭缆开关的常开、常闭触点，观察停机过程和故障报警状态 |
| 4  | 过振动保护    | 调低振动传感器动作极限值，观察机组停机过程和故障报警状态   |

续表

| 序号 | 测 试 项 目   | 试 验 方 法  |
|----|-----------|--|
| 5  | 刹车片过热保护   | 调低温度传感器动作条件设置点, 观察机组动作结果及自复位情况                               |
| 6  | 过电压保护     | 调低电压变送器动作条件设置点, 观察机组动作结果及自复位情况                               |
| 7  | 过电流保护     | 调低电流变送器动作条件设置点, 观察机组动作结果及自复位情况                               |
| 8  | 过功率保护     | 调低功率传感器变比或动作条件设置点, 观察机组动作结果及自复位情况                            |
| 9  | 瞬间过功率保护   | 调低瞬间过功率保护动作条件设置点, 观察机组动作结果及自复位情况                             |
| 10 | 晶闸管组件过热保护 | 调低温度传感器动作条件设置点, 观察机组动作结果及自复位情况                               |
| 11 | 风轮转速超临界值  | 使机组主轴升速至临界转速, 观察风轮超速模拟开关动作结果、机组停机过程及故障报警状态                   |
| 12 | 发电机转速超临界值 | 使发电机升速至临界转速, 观察发电机超速模拟开关动作结果、机组停机过程及故障报警状态                   |
| 13 | 风速信号丢失    | 在机组并网运行时, 断开风速传感器的风速信号, 观察停机过程和故障报警状态                        |
| 14 | 风向信号丢失    | 在机组并网运行时, 断开风向传感器的风向信号, 观察停机过程和故障报警状态                        |
| 15 | 并网信号丢失    | 发电机并网接触器吸合后, 将接触器的反馈信号线断开, 观察停机过程和故障报警状态                     |
| 16 | 变桨距气动制动故障 | 强制松开刹车, 相应的同步触点吸合后, 拨动刹车释放传感器的模拟开关, 观察停机过程和故障报警状态            |
| 17 | 机械制动器故障   | 强制松开刹车, 相应的同步触点吸合后, 拨动刹车释放传感器的模拟开关, 观察停机过程和故障报警状态            |
| 18 | 齿轮箱油位低    | 模拟齿轮箱油温使之高于规定值, 拨动齿轮箱油位传感器的油位低模拟开关并维持规定时间, 观察停机过程和故障报警状态     |
| 19 | 液压油位低     | 拨动液压油位传感器的油位低模拟开关并维持规定时间, 观察停机过程和故障报警状态                      |
| 20 | 机舱振动超过极限值 | 分别拨动摆锤振动开关的常开、常闭触点, 观察停机过程和故障报警状态                            |
| 21 | 制动器闸片磨损   | 拨动制动器磨损传感器限位开关, 观察停机过程和故障报警状态                                |
| 22 | 电网失效      | 当机组并网运行时, 在发电机输出功率低于额定值的 20% 的情况下, 断开主电路的空气开关, 观察停机过程和故障报警状态 |
| 23 | 紧急停机      | 按下控制柜上的紧急停机开关或机舱里的紧急停机开关, 观察停机过程和故障报警状态                      |
| 24 | 二次电源失效    | 断开二次电源, 观察停机过程和故障报警状态  |

## 5.4 控制系统测试

### 5.4.1 控制系统及其控制功能

#### 1. 控制系统

风力发电机组的控制系统由各种传感器、控制器, 以及各种执行机构等组成。各种传感器包括风速传感器、风向传感器、转速传感器、位置传感器、各种电量变

送器、温度传感器、振动传感器、限位开关、压力传感器，以及各种操作开关和按钮等。这些传感器信号将传送至控制器进行运算处理。

主控制器一般以 PLC 为核心，包括其硬件系统和软件系统。上述传感器信号表征了风力发电机组目前的运行状态。当机组的运行状态与设定状态不一致时，经过 PLC 的适当运算和处理后，由控制器发出控制指令，将系统调整到设定运行状态，从而完成各种控制功能。这些控制功能主要有机组的起动和停机、变速恒频控制、变桨距控制、偏航控制等。控制的执行机构可以采用电动执行机构，也可采用液压执行机构等。

目前，风力发电机组主要有两种系统控制方式，即恒速恒频控制方式和变速恒频控制方式。前者采用“恒速风力机+感应发电机”，常采用定桨距失速调节或主动失速调节来实现功率控制。后者采用“变速风力机+变速发电机”，在额定风速以下时，控制发电机的转矩，使系统转速跟踪风速变化，以保持最佳叶尖速比，最大限度地捕获风能；在额定风速以上时，采用变速与变桨距双重控制，以便限制风力机所获取的风能，保证风力发电机组恒功率（一般为额定功率）输出。

控制系统还应具有各种保护功能，使风力发电机组发生危险或故障时，能够快速报警并迅速转换为安全状态。严重的危险和故障往往导致风力发电机组紧急停机。

图 5-10 所示为采用变速恒频控制的双馈发电机组及其控制系统的构成框图。

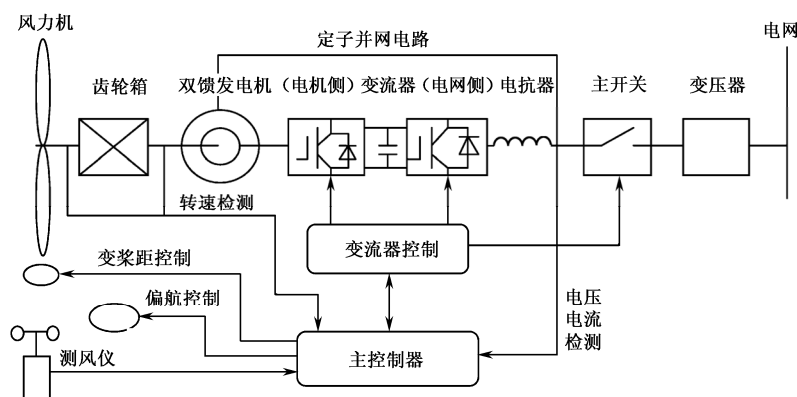


图 5-10 采用变速恒频控制的双馈发电机组及其控制系统的构成框图

## 2. 控制功能

风力发电机组的控制系统应能完成机组的正常运行控制和对机组运行参数及运行状态的在线检测与监控。后者已在 5.3 节中作了详细介绍，这里主要介绍前者。

控制系统的控制功能因机组类型的不同而有所区别，归纳起来主要包括：

- 机组的起动和停机程序
- 发电机并网程序及软并网控制

- 双速感应发电机的自动切换控制
- 补偿电容器的分组投入和切换
- 叶尖扰流器控制
- 变桨距控制
- 变速恒频控制
- 偏航控制
- 扭缆限制
- 电网失效/负载丢失时的停机等

控制系统还应具备以下功能。

- 在控制柜的面板上，应能显示和查询风力发电机组的运行状态和运行参数、显示故障状态、查询故障地点及设置运行参数等。通过控制柜面板，应能实现风力发电机组的人工起动和停机控制、偏航控制及修改运行参数等控制操作
- 控制系统应具有故障处理功能，即在对风力发电机组运行过程中出现的故障进行适时检测的基础上，根据故障类型分别进行正常停机、紧急停机或报警。对于可自动恢复故障（如电网失效或频率、电压偏差过大、发电机输出功率过大或电枢绕组温度过高等），待故障自动消除后，在未发生其他故障的情况下，机组应能自动重新启动；对于不能自动恢复的故障（如机舱过振动、紧急停机开关动作等），待故障消除后，一般应采用人工起动
- 控制系统还应具有与中央控制室上位计算机远程通信功能，以便中央控制室能够适时检测风力发电机组的运行状态、运行参数和故障情况

## 5.4.2 控制功能测试

### 1. 控制功能测试项目

对控制系统的控制功能，应进行下列检查和试验。

- 根据风速信号进行起动、并网合闸及停机功能试验
- 根据风向信号进行偏航对风调向试验
- 恒速恒频感应发电机组的软并网功能试验
- 根据功率或风速信号进行双速感应发电机的大、小电机切换试验
- 根据无功功率信号进行补偿电容器分组投入和切出试验
- 变桨距控制功能试验
- 根据机舱转动方向的计数，起动偏航驱动装置，进行电缆解缆试验
- 电网失效或负载丢失时的停机试验
- 变速恒频控制机组的变速恒频控制功能试验等



## 2. 控制功能测试要点

控制功能测试要点见表 5-5。

表 5-5 控制功能测试要点

| 序号 | 测试项目       | 测试要点  |
|----|------------|---|
| 1  | 起动、停机功能试验  | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 机组起动方式优先级由高到低依次为,机舱人工起动、塔底柜面板人工起动、远程起动、自动起动。当存在高级别起动控制时,对较低级别起动控制不予响应</li> <li>➤ 对于可自恢复故障,故障自动消除后应能自动重新起动;对于不可自恢复故障,待故障消除后,一般应采用人工起动</li> <li>➤ 在控制系统控制下进行的停机为正常停机,如过电压、过电流保护动作,过功率或绕组过热保护动作等</li> <li>➤ 通过触发安全链进行的停机为紧急关机,如按下紧急停机按钮,机舱过振动等</li> </ul> |
| 2  | 并网功能试验     | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 直接并网的机组:在满足并网条件时,感应发电机采用软并网技术;同步发电机采用同步指示器实现并网</li> <li>➤ 通过并网变流器并网的机组:在满足并网条件时,在并网软件的控制下,网侧变流器输出端经主开关并网</li> </ul>  |
| 3  | 偏航对风调向试验   | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 偏航控制优先级由高到低依次为机舱人工控制偏航、塔底柜面板人工控制偏航、远程控制偏航、风向标控制的自动偏航对风。当存在高级别偏航控制时,对较低级别偏航控制不予响应,并应清除原有较低级别的偏航控制</li> <li>➤ 在大风情况下,宜采用 90° 侧风控制,检验机舱是否走最短路径,以最短时间偏离主风向</li> <li>➤ 测试内容包括偏航旋转方向测试、偏航编码器校零、偏航液压系统测试、手动扭缆开关与自动解缆测试,以及自动对风测试等</li> </ul>                   |
| 4  | 大、小发电机切换试验 | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 本试验包括小电机向大电机的切换控制及大电机向小电机的切换控制</li> <li>➤ 应慎重选择大电机向小电机切换时的功率或风速设定值,防止切换过程中发电机超速飞车</li> <li>➤ 在切换程序中,应首先切除补偿电容器,以防止发电机自激过压,切换完成后应将相应电容器再行投入</li> </ul>  |
| 5  | 补偿电容器切换试验  | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 无功补偿电容器应按机组运行的实际需要进行分组切换,可选用无功功率(或无功电流、功率因数)作为自动投切的控制量。控制量设定值应有适当的回差,以避免频繁投切</li> <li>➤ 任何情况下均不得发生谐振</li> <li>➤ 当机组脱网或电网失效时,应立即将补偿电容器切除,以避免出现自激过电压</li> </ul>  |
| 6  | 变桨距控制功能试验  | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 变桨距控制优先级由高到低依次为机舱人工控制变桨距、塔底柜面板人工控制变桨距、远程控制变桨距、自动控制变桨距。当存在高级别变桨距控制时,对较低级别变桨距控制不予响应,并应清除原有较低级别的偏航控制</li> <li>➤ 叶片编码器校零</li> <li>➤ 手动变桨距控制试验,校验桨距角与编码器显示是否一致,限位开关是否按规定设定值动作</li> <li>➤ 自动变桨距控制试验,校验桨距角与编码器显示是否一致,限位开关是否按规定设定值动作</li> </ul>                |

续表

| 序号 | 测试项目                    | 测 试 要 点   |
|----|-------------------------|---|
| 7  | 解缆试验                    | <div><div>➤</div>扭缆传感器控制的自动解缆试验</div> <div><div>➤</div>扭缆开关控制的安全链保护试验</div>   |
| 8  | 电网失效或<br>负载丢失时的<br>停机试验 | <div><div>➤</div>若风力发电机组失去负载，则风轮可能迅速升速，将危及机组安全</div> <div><div>➤</div>电网失效使风力发电机组失去负载，应由控制系统和安全保护系统检测出来，并使风力发电机组关机</div> <div><div>➤</div>一旦电网恢复并能重新接受负载，风力发电机组应由控制系统自动重新启动</div> |
| 9  | 变速恒频控制功能试验              | <div><div>➤</div>变流器控制单元与主控制单元的通信测试</div> <div><div>➤</div>电机侧变流器的变速功能测试</div> <div><div>➤</div>电网侧变流器的恒频恒压控制测试</div>   |

对于第 1 项～第 8 项试验，首先应在风力机利用锁定装置锁定，机组处于静止状态的情况下，进行所谓的静态测试，然后还应在机组启动后空载运行时重新进行测试，以便确认控制系统的各项控制功能的动作准确、可靠。一般在控制柜的面板上设置触摸屏，为运行和维修人员提供良好的操作界面。

对于第 9 项试验，则应在风力发电机组负载试运行进行测试。

5.5 整机现场测试

风力发电机组现场安装验收后，需要进行全面、仔细的现场测试。现场测试可分为静态测试、空转测试和并网测试等。不同类型和不同生产厂家的风电机组，其整机现场测试程序是不同的，但总是有很多相似之处。本节以一台 1.5MW，型号为 SUT 77—1500 DF 的变速恒频双馈发电机组为例，详细介绍大型并网型风力发电机组的现场测试技术。该风力发电机组的主要技术参数见表 5-6。

表 5-6 机组的主要技术参数

|        |            |        |                  |
|--------|------------|--------|------------------|
| 额定功率   | 1500kW     | 偏航型式   | 电动驱动主动式          |
| 功率调节方式 | 变速、变桨距     | 发电机型式  | 双馈感应发电机          |
| 额定风速   | 11.5m/s    | 转速范围   | 1000～1800r/min   |
| 切入风速   | 3.5m/s     | 额定电压   | 690V             |
| 切出风速   | 25m/s      | 额定频率   | 50Hz             |
| 叶片数目   | 3          | 变流器型式  | 转子侧，PWM 调制 IGBT  |
| 风轮直径   | 77m        | 控制系统组成 | 变桨距柜、机舱柜、塔底柜、电源柜 |
| 轮毂中心高  | 68.2m      | 核心处理器  | ARM 嵌入式系统 WP4000 |
| 风轮转速   | 11～18r/min | 通信     | 工业总线             |
| 齿轮箱传动比 | 1:100      | 整机质量   | 183.8t           |

### 5.5.1 静态测试

#### 1. 测试前的准备

在测试工作开始前,必须对风力发电机组进行全面检查。测试工作需要在风机所有系统硬件设备完好,接线正确,且接线端子的连接牢固可靠的前提下才能够进行。在机组上电前,必须将塔底柜维护开关旋至维护位置。在接线检查工作完成后,首先将箱式变压器进线开关闭合送电,然后将塔底柜主开关闭合,使 690V 供电。为了保证上电过程中设备和人身安全,试验人员必须根据电路图纸,按照《测试手册》上要求的上电顺序将塔底柜和机舱柜中各路开关和熔断器依次上电,并完成下列相关检查。

- 按上电顺序闭合所有断路器后,检查所有开关和熔断器整定值(需要制定相关整定值表)
- 变桨距系统上电顺序在变桨距系统测试中单独规定
- 检查箱变进线的供电电压及塔底变压器的输出电压是否正常
- 测试开关量、模拟量信号状态是否正确
- 编码器输入信号是否正确
- 电网监测模块接线的正确性
- 各项检查完成后,保证控制系统能够处于正常待机状态

风力发电机组静态测试期间,需要保证风轮处于锁定状态,有关测试人员应对风轮锁定装置和液压系统压力进行监测。静态测试的最佳工作风速范围是 10m/s 以内。若无特殊说明,以下静止状态下的测试工作均需要在维护状态下进行。

通过对风力发电机组的各主要控制部分(变桨距、偏航、齿轮箱、变流器、发电机等)进行的静态测试,完成对机组整机安全保护功能及控制功能的检验。风力发电机组静态测试中需要完成的工作内容主要有通信测试、安全链测试、变桨距系统测试、液压站测试、偏航系统测试、冷却系统测试和变流器测试等。

#### 2. 通信测试

在通信测试中,主要检验各被控系统与风力发电机组主控制柜之间的通信。在完成机舱控制柜、变桨距控制柜、塔底控制柜、变流器控制柜的上电操作且无故障信息后,需要分别对以下通信系统进行检测,即变桨距控制单元、变流器控制单元与系统主控单元的通信联络是否正常;机舱控制柜与塔底控制柜的通信联络是否正常;SCADA 监控器的显示是否正常等。如果检查过程中存在异常,需检查原因并及时排除。这时,主要需要检查通信总线电缆接线顺序是否正确,通信地址设置是否正确,各个站点的节点设置是否正确,光电转换器设置是否正确等。图 5-11 所示为主控通信单元。图 5-12 所示为通信模块。

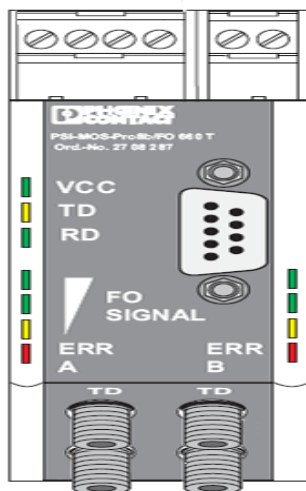


图 5-11 主控通信单元

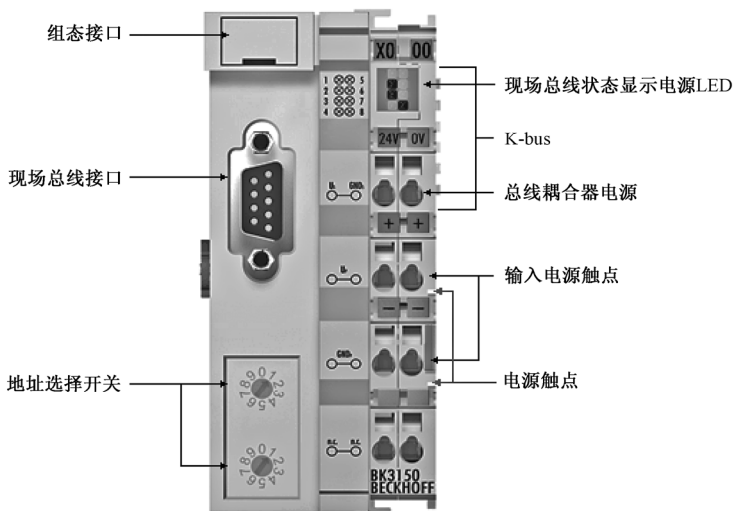


图 5-12 通信模块

### 3. 安全链测试

安全链是风力发电机组至关重要的安全保护系统。在静态测试时，安全链的功能一般采用手动测试。在安全链测试的同时，还应测试变桨距系统在蓄电池驱动下的动作性能及限位开关的保护作用。安全链性能的测试需要风力发电机组在维护状态下进行，风轮的机械锁定装置必须可靠锁定。

为了验证安全链回路的接线是否正确、可靠，需要依次对串入安全链内的各输入信号是否正常进行测试。在测试过程中，测试人员需要监视塔底柜安全链输入模块(KL1904)、机舱柜安全链输入模块(KL1904)及安全链输出模块(KL6904)的运行灯的亮或灭，这些运行灯的亮、灭及其顺序按“测试手册”的规定进行检验。

(1) 检查塔底柜和机舱柜安全链输入模块 KL1904 和安全链输出模块 KL6904 的信号灯状态。安全链输入模块 KL1904 示意图如图 5-13 所示。

(2) 按下塔底柜的“复位”按钮，检查安全链是否闭合，机舱柜安全链继电器是否吸合。若安全链闭合，风轮叶片应同时复位至  $89^{\circ}$  位置。

(3) 按下塔底柜（或机舱柜、机舱柜手操盒）的紧急停机开关，触发安全链动作。测试人员监测塔底柜（或机舱柜）安全链输入模块的输入 1 绿灯是否熄灭，处于吸合状态的机舱柜安全链继电器是否分断。若安全链断开，风轮叶片将同时顺桨至  $91^{\circ}$  位置。拔起塔底柜（或机舱柜）紧急停机开关并按下“复位”按钮，安全链重新闭合，机舱柜安全链继电器恢复吸合位置。

(4) 断开塔底柜安全继电器线圈接线，触发安全链动作。测试人员监测塔底柜安全链输入模块的输入 3 绿灯是否熄灭，机舱柜安全链继电器是否断开。安全链若断开，3 个叶片应当同时顺桨至  $91^{\circ}$  位置。恢复安全继电器线圈接线，然后按下塔底柜的“复位”按钮，安全链重新闭合，机舱柜安全链继电器恢复吸合位置。

(5) 分别断开偏航扭缆开关的相关端子（或者按下轮毂内变桨距控制柜上的紧急停机开关，或者分别断开超速模块的相关测试端子），触发安全链动作。测试人员监测机舱柜相应的安全链输入模块的输入绿灯是否熄灭，机舱柜安全链继电器是否断开。若安全链断开，3 个叶片应当同时顺桨至  $91^{\circ}$  位置。恢复扭缆开关相关端子的接线（或拔起变桨距内急停开关、或恢复超速模块相关测试端子的接线），然后按下塔底柜的“复位”按钮，安全链应重新闭合，机舱柜安全链继电器恢复吸合位置。偏航扭缆限位开关的测试可以在自动解缆测试中作进一步检验；安全链超速模块的测试可以在空转测试项目中作进一步检验。

(6) 在测试过程中，需要记录叶片的顺桨速度、桨距角给定值和桨距角实际值。各项参数必须记录在静止测试报告表中。记录方法为，在图 5-14 所示的界面中，单击“变量趋势”按钮，再单击“选择变量”按钮，然后添加 3 个叶片的角度即可。用角度的变化值除以变桨距时间即可得到相应的变桨距速度。

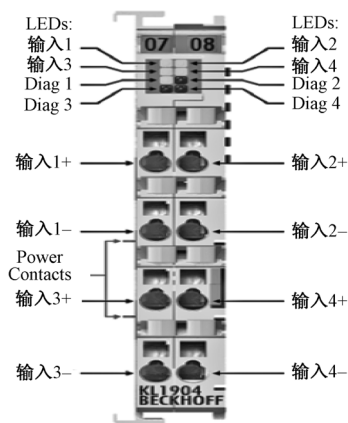


图 5-13 KL1904 示意图

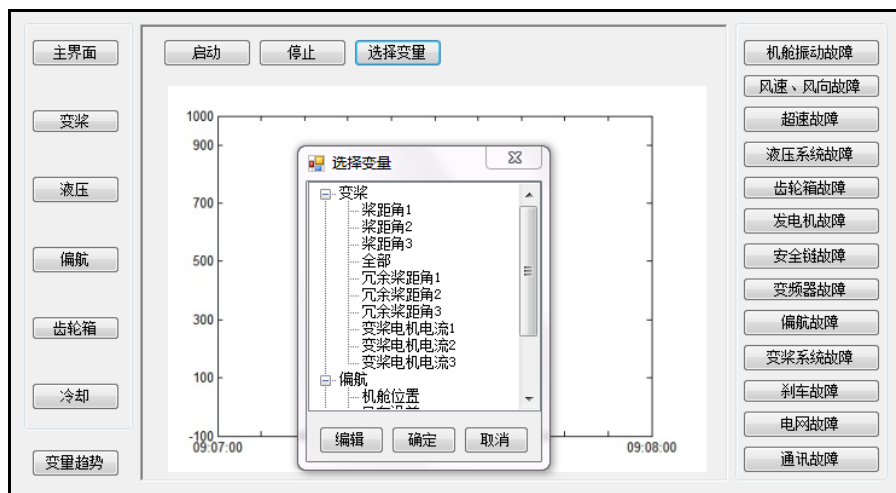


图 5-14 界面选择与数据记录

#### 4. 变桨距系统测试

变桨距系统测试期间，需要保证叶轮转子处于锁定状态，应指派专人负责看管叶轮机锁装置并监测液压系统压力。测试的最佳工作风速范围是 10m/s 以内。开始此项测试前，需要检查变桨距轴承的润滑工作是否完成。在静态测试中，主要检查变桨距系统的功能及变桨距速度。变桨距系统在蓄电池驱动下的功能测试将在安全链测试中进行。对装有润滑系统的变桨距系统需要提前检查润滑系统是否完好。

变桨距系统静态测试的测试项目和测试方法如下所述。

**1) 叶片编码器读数校正** 变桨距系统每个叶片的两个编码器读数均需要校零，应保证两个编码器的读数差别小于  $0.5^{\circ}$ 。通过变桨距测试软件 Pitchvisu 分别使 3 个叶片转到  $0^{\circ}$  附近，测试人员观察轮毂外相应叶片叶根部红色零度标尺箭头，当叶片位置对准实际的零点位置时，通过变桨距测试软件 Pitchvisu 将该叶片的位置置零；完成一个叶片的校零后必须将叶片转回  $90^{\circ}$  位置，才能进行下一个叶片的校零工作；在叶片顺桨至  $90^{\circ}$  位置时，通过变桨距测试软件 Pitchvisu 将 3 个独立变桨距电机编码器和 3 个变桨距轴承上的冗余编码器的读数置位。

**2) 手动变桨距测试** 手动变桨距测试需要在安全链测试完成后进行。

首先利用手动偏航将机舱位置调整到与风向成  $90^{\circ}$  位置，使得叶片承受力尽可能小，风力机处于静止状态，然后开始手动变桨距测试。

将塔底柜维护开关旋至维护位置，通过测试界面设置手动变桨距使能，具体界面如图 5-15 所示，将“屏蔽转子锁定传感器”置 1，此时方可进行手动变桨距。



图 5-15 设置手动变桨距界面

试验人员可分别按动机舱控制柜门上的开桨按钮和顺桨按钮，检查变桨距动作是否正常，开桨、顺桨的方向是否正确。在测试过程中，变桨距速度约为  $3^{\circ}/\text{s}$ 。

手动变桨距测试的具体测试方法如下所述。

依次手动开桨至桨距角为  $80^{\circ}$ 、 $70^{\circ}$ 、 $60^{\circ}$ 、 $50^{\circ}$ 、 $45^{\circ}$ ，检查编码器显示是否一致；分别在各桨距角位置按下塔底紧急停机按钮，检查叶片是否正常顺桨至  $91^{\circ}$  限位开关；叶片顺桨后，检查 3 个叶片的顺桨位置与编码器读数是否一致；通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录。单击图 5-14 所示界面中的“选择变量”按钮，在弹出的对话框中选择想要监视的变量。

**3) 自动变桨距测试** 自动变桨距测试应在其他设备的静态测试均已完成后进行，并且需要脱离维护状态。测试前，必须保持叶轮转子锁定装置在锁定状态。打开测试界面，按下复位按钮，检查是否所有系统的故障均被清除。自动变桨距测试可通过测试软件来完成，如图 5-16 所示。具体测试步骤如下所述。

(1) 测试软件解除屏蔽状态，进入运行状态的方法为，将“禁止进入起动状态”置 0，将“禁止进入运行状态”置 1。关闭维护开关，使机组进入待机状态，即可开始自动变桨距测试。

(2) 按下塔底柜柜门面板上的“起动”按钮，叶片将自动开桨至  $50^{\circ}$ ，开桨速度约为  $2^{\circ}/\text{s}$ ，检查变桨距系统工作是否正常，3 个叶片的顺桨位置与编码器读数是否一致；通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录之。

(3) 按下塔底柜柜门面板上的“停机”按钮（正常停机），叶片顺桨至  $89^{\circ}$  后，顺桨速度约为  $4^{\circ}/\text{s}$ ，检查变桨距系统工作是否正常，3 个叶片的顺桨位置与编码器读数是否一致。通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录之。



图 5-16 自动变桨距测试界面

(4) 通过测试界面（见图 5-16），将“测试快速停机”置 1。重复步骤（2），使叶片开桨至 50°。按下“停机”按钮，检查变桨距系统快速停机过程是否正常，3 个叶片应顺桨至 89°，顺桨速度约为 5.5°/s；通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录之。

(5) 重复步骤（2），将叶片开桨至 50°，按下“紧急停机”按钮，检查变桨距系统紧急停机过程是否工作正常，3 个叶片应在安全链动作驱动下顺桨至 91°，顺桨速度约为 9°/s；该步骤完成后应拔起紧急停机按钮，按下“复位”按钮，使叶片恢复至 89°；通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录之。

(6) 应记录上述变桨距动作过程中的变桨距速度、变桨距加速度、桨距位置的设定值、变桨距动作后的实际位置编码器读数。

(7) 该项试验需要重复 3 次，记录每次的测试结果并进行比对。

(8) 通过测试界面解除进入运行状态的屏蔽，并通过测试接口进入运行状态，具体方法为，将“禁止进入运行状态”置 0，按下塔底柜“起动”按钮，再将“测试进入运行状态”置 1 再置 0 即可。

(9) 此时叶片将开桨至 0°，依次测试正常停机、快速停机和紧急停机。重复 2 次。

(10) 按下塔底柜柜门面板上的“停机”按钮（正常停机），叶片顺桨至 89°，顺桨速度约为 4°/s，检查变桨距系统工作是否正常，3 个叶片的顺桨位置与编码器读数是否一致。通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录之。

(11) 重新起动，叶片开桨至 0°。通过测试界面将“测试快速停机”置 1，具体步骤为，按下塔底柜“停机”按钮，检查变桨距系统快速停机过程是否工作正常，3 个叶片应顺桨至 89°，顺桨速度约为 5.5°/s；通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶



片的开桨速度和顺桨速度并记录。

(12) 重新起动, 将叶片开桨至  $0^{\circ}$ , 按下“紧急停机”按钮, 检查变桨距系统紧急停机过程是否工作正常, 3 个叶片应在安全链动作驱动下顺桨至  $91^{\circ}$ , 顺桨速度约为  $9^{\circ}/\text{s}$ ; 该步骤完成后应拔起紧急停机按钮, 按下复位按钮, 叶片恢复至  $89^{\circ}$ ; 通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录之。

(13) 记录变桨距动作过程中的变桨距速度、变桨距加速度、桨距位置的设定值、变桨距动作后的实际位置编码器读数。

(14) 该项试验需要重复 3 次, 将每次的测试结果进行比对。

(15) 检验变桨距限位开关的工作情况。

### 5. 液压站静态检测

液压系统静态测试需要进行的项目主要包括以下 6 项。

(1) 通过测试软件的监控界面 (见图 5-17) 检查液压系统是否存在故障点, 排除相应的故障, 并在测试软件中进行相应故障的复位。若液压系统无故障存在, 液压泵将自动起动。

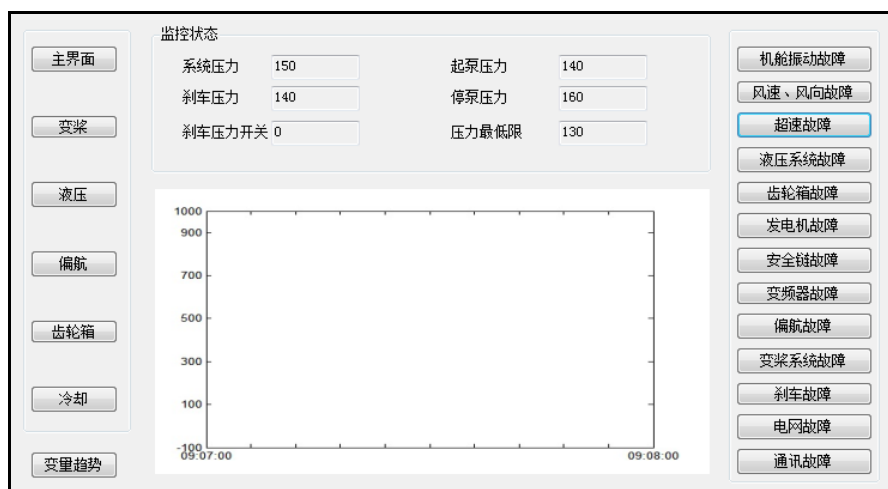


图 5-17 液压系统测试界面

(2) 测试人员使用压力表测量液压站主系统压力值, 该压力值应处于液压站主系统压力范围  $140\sim 155\text{bar}$  内; 同时还应将该读数同测试软件监控界面上的液压主系统压力值读数进行比对, 误差应该在允许范围之内。

(3) 测试人员使用压力表测量液压站刹车系统压力值 (正常情况下, 液压站主系统压力应小于刹车系统压力), 并将该读数同测试软件监控界面上的液压系统叶轮转子刹车压力值读数进行比对, 读数误差应该在允许范围之内。

(4) 通过机舱柜手操器或测试界面上液压系统叶轮转子刹车的控制位发出叶轮转子高速轴刹车命令, 检查转子刹车片是否能够正常打开和闭合; 测试人员同时还应检测压力开关的开断/闭合动作是否与转子刹车动作正确对应。

(5) 偏航时的压力正常范围为 30~60bar, 若偏离该范围过大需要手动调节。测试人员使用压力表测量液压站偏航系统压力值, 测量的方法可以有以下两种。

- 如果偏航润滑已经具备条件, 则可以通过测试软件或机舱柜上的偏航按钮启动偏航, 然后停止, 测试人员使用液压表直接测量正常偏航及偏航刹车动作时该点的压力值。同时结合本节第 6 项的偏航扭缆开关和自动解缆测试, 测量自动扭缆动作时液压站主系统压力值
- 如果偏航条件还不具备, 测试人员可以手动打开液压站 22 号液压溢流阀(对应偏航刹车半松开状态), 用液压表测量液压站主系统压力值并记录之。然后手动打开液压站 23 号液压溢流阀(对应偏航刹车全部松开状态), 用液压表测量液压站主系统压力值并记录之

(6) 将维护开关旋至正常状态, 风机应处于停机状态, 此时按下机舱柜急停开关, 触发安全链动作。测试人员检查高速轴刹车是否抱闸。测试完成后先将维护开关旋至维护状态, 再拔起机舱柜急停并复位安全链。

各项参数应记录在静止测试报告中。

## 6. 偏航系统静态测试

偏航系统的静态测试主要检测偏航系统的动作性能, 包括偏航系统的正常启动和自动对风(额定速度为  $0.8^{\circ}/s$ ); 工作时没有特别的噪声; 偏航方向(两个方向)正确; 扭缆极限开关动作可靠。

偏航系统的测试内容包括偏航旋转方向测试、偏航编码器校零、偏航液压系统测试、手动扭缆开关与自动解缆测试及自动对风测试。在测试开始前, 需要先检查并保证偏航润滑系统运行正常, 同时在测试软件上需要将所有偏航系统的故障复位。在偏航测试过程中, 需要有测试人员站在马鞍弧平台上观察测试过程, 在出现问题或故障的情况下可以及时处理。测试时测试人员应当将出现的问题及试验现象作详细记录。偏航测试界面如图 5-18 所示。

**1) 偏航旋转方向测试** 所有偏航系统故障复位后, 通过塔顶机舱柜门面板上左/右偏航按钮进行手动偏航。首先检查偏航旋转方向是否正确, 检查标准是, 右偏航时从上向下看机舱应为顺时针转动。如果旋转方向颠倒, 则从机舱柜的偏航电机供电侧改变相序即可。与此同时, 还应该交换机舱柜内与偏航扭缆开关连接的左右极限开关的位置。

**2) 偏航编码器校零** 测试人员可根据偏航轴承齿数与偏航编码器码盘齿数的比例关系, 将偏航编码器的零位、偏航扭缆开关的左/右解缆限位开关(2 圈)及左/右

安全链限位开关的位置（两圈半）提前进行手动设定，然后通过测试软件使机舱偏航。测试人员站在马鞍弧平台上观察，当电缆呈自然垂直状态时，认为此时机舱位置即对应为编码器的零点。然后，将偏航编码器旋转至左、右极限位置的中间位置，并安装在偏航齿轮上，同时在测试软件上将偏航编码器的读数也相应置零，方法为，单击“偏航”按钮，再双击“偏航编码器校零”栏，弹出对话框后输入“1”，此时“偏航位置”应置 0，再双击“偏航编码器校零”栏，弹出对话框后输入“0”，至此偏航编码器校零工作完成。



图 5-18 偏航测试界面

测试软件记录下此刻偏航编码器数值，结合手动偏航测试，在偏航一周后，需要校验编码器数值是否变化  $360^\circ$ ，同时还要检查该过程中风向标的对应读数变化是否正常，同时还可以检测风速仪的读数值是否正常。

**3) 偏航液压系统刹车测试** 在偏航系统工作过程中，需要检查并记录偏航液压刹车系统中刹车卡钳处的液压压力值读数。按照液压系统回路图，液压表的测点位置应选择在液压系统的 P1 测点，该测点的读数在偏航刹车动作时应为 45bar，偏航刹车不动作时应为 140~155bar 范围内。还需要检查检查偏航系统工作过程中是否有异常声响。如果有，则应查找原因并及时排除故障。

**4) 偏航扭缆开关和自动解缆测试** 机舱持续手动左偏航至两周附近，测试偏航扭缆开关的控制信号。具体步骤如下所述。

(1) 将机舱手动左偏航接近约  $-700^\circ$ （两周），应首先达到偏航扭缆开关的左极限位置，此时偏航操作会自动停止，故障代码应为“060002”。这时需要现场测试人员断开机舱柜偏航扭缆开关（左限位）的接线，临时屏蔽掉该故障，复位后继续手动左偏航。测试人员需要记录左极限位置的角度值。应当指出，左极限角度必须大于  $580^\circ$ ，若条

件不满足必须重新设置。而且左极限角度必须大于测试界面上的自动解缆限值。

(2) 继续手动左偏航至 $-750^{\circ}$ 附近时, 控制系统会触发“左偏航限位故障”信号, 偏航操作会自动停止, 这时需要测试人员将测试界面上的“偏航角度限值”从 $750^{\circ}$ 修改至 $1000^{\circ}$  (测试完毕后需要将该值恢复至 $750^{\circ}$ , 需根据实际情况设定此参数, 确认该参数大于左、右极限位置小于左、右安全链位置即可), 屏蔽掉该故障并复位后, 继续手动左偏航。

(3) 手动左偏航直到约 $-780^{\circ}$ , 偏航扭缆开关安全链左限位开关动作, 安全链断开, 风力发电机组紧急停机。测试人员需要记录下安全链左限位开关动作值。

(4) 测试人员将偏航扭缆开关连接安全链左极限开关的相应端子短接, 相当于屏蔽扭缆的安全链输入。复位安全链后向相反方向手动偏航。

(5) 手动偏航至机舱角度在 $-580^{\circ}$ 和左极限位置之间, 关闭机舱柜维护开关。风力发电机组进入停机状态, 45s 后系统自动进入待机状态, 此时机组应自动解缆。在测试界面上确认自动解缆限值小于左、右极限位置角度并大于 $580^{\circ}$ , 同时确认初始化文件中的自动解缆限值 (自动解缆限值位于“偏航”页面, 名称为“需要解缆的角度值”)。解缆至偏航编码器绝对值小于 $360^{\circ}$ 且对风误差小于 $30^{\circ}$ 时解缆自动停止。

(6) 自动解缆停止后, 测试人员打开维护开关, 再按照步骤 (1) ~ 步骤 (5) 的顺序对手动右偏航进行同样的测试。应记录右极限位置的角度值和安全链右限位开关动作值。

各项参数必须记录在静止测试报告中。

**5) 自动对风测试** 通过测试界面屏蔽风机进入起动状态, 将塔底维护开关旋至正常位置, 风机将进入待机状态, 在待机状态下风机可以自动对风。根据风场环境, 如海拔高度、风向变化程度等, 测试人员可以自行修改自动对风的相关参数设置。

自动对风动作分为高风速和低风速下两种不同工况, 其工况切换条件即为“偏航”页面中的“高风速阈值”, 当风速高于此值时所有参数选用高风速下的参数, 当风速低于此值时则选用低风速下的参数。

以低风速工况为例, 有两个对风动作起始角度和相应的延时参数。当对风误差大于“低风速下一级偏航起始角度”且维持时间大于“低风速下一级偏航延时”, 此时风机将自动对风。同理, 当对风误差大于“低风速下二级偏航起始角度”且维持时间大于“低风速下二级偏航延时”, 此时风机将自动对风。高风速工况时同理。

下面对自动对风测试界面中的几个概念作简要说明。

- “对风最小风速”规定了当风速小于此值时, 风机将不能自动对风
- “偏航最小速度”规定了偏航时的最小速度, 若偏航速度小于此值则应故障停机
- “解缆速度上限”规定了偏航或解缆动作时偏航速度的上限值, 超出此值时将故障停机
- “对风误差限值”规定了在风机运行状态下若风向突然变化, 对风误差超过此

值后, 风机出于对载荷的考虑将停机, 然后自动对风再重新启动, 通常此值为  $70^{\circ}$

参数设置完成后, 观察风机对风动作的频率, 再次修改相应参数。从测试界面上屏蔽风机进入起动状态, 在待机状态下观察风机的自动偏航动作是否正确。这时, 只需将主页面 (参见图 5-16) 下的“禁止进入起动状态”置 1 即可。

## 7. 齿轮箱系统的静态测试

设备和环境温度是风力发电机组安全、稳定运行的重要条件。齿轮箱系统的温度需要在允许温度范围内, 控制系统应实时监测齿轮箱各温度测点的数据, 并根据这些信息起动或停止齿轮箱的一些辅助电气设备。分布在齿轮箱传动系统的实时监测传感器包括:

- 齿轮箱润滑油过滤器差压传感器, 监测过滤器是否畅通
- 齿轮箱油泵油箱压力传感器, 监测运行时油压; 下限值是 1.3bar, 当压力小于 1.3bar 时, 控制系统报警, 触发风机系统正常停机
- 齿轮箱输入轴 1 (风力机侧)、输出轴 2 (发电机侧) 温度 Pt100 传感器, 当轴承温度高于  $100^{\circ}\text{C}$ , 控制系统发出故障信息, 触发风机系统正常停机; 当油池温度高于  $80^{\circ}\text{C}$ , 控制系统发故障信息, 触发风机系统正常停机
- 齿轮箱油泵油温温度 Pt100 传感器, 当齿轮箱油温低于  $5^{\circ}\text{C}$  时, 开启齿轮箱油箱电加热器
- 齿轮箱冷却水水温 Pt100 传感器

齿轮箱系统静态测试的内容及步骤如下所述。

(1) 检查所有温度显示是否正常, 包括齿轮箱油温、冷却水水温、轴 1 温度、轴 2 温度, 以上信息均在“冷却系统”页面下, 如图 5-19 所示。



图 5-19 齿轮箱测试界面

(2) 测试人员通过测试软件起动齿轮箱低速油泵, 检查油泵是否能够正常开启, 转向是否正确, 记录油泵油压读数, 过滤器差压数值、油位读数。

将图 5-19 中“冷却系统”页面下的“起动齿轮箱低速油泵”置 1, 此时齿轮箱低速油泵立即起动, 检查电机转向, 检查齿轮箱油压显示并记录之, 检查“齿轮箱油压正常”信号是否正常, 检查“齿轮箱油位正常”信号是否正常, 检查“齿轮箱差压正常”信号是否正常。试验完成后将该参数置 0, 停止齿轮箱低速油泵运行。

(3) 测试人员通过测试界面起动齿轮箱高速油泵, 检查油泵是否能够正常开启, 转向是否正确, 记录油泵油压读数, 过滤器差压数值、油位读数。

高速油泵起动方法为, 记录“冷却系统”页面下的“起动高速油泵的油温限值”的参数值, 然后修改为比当前油温小  $5^{\circ}\text{C}$ , 此时齿轮箱高速油泵立即起动, 检查电机转向, 检查齿轮箱油压显示并记录之, 检查“齿轮箱油压正常”信号是否正常, 检查“齿轮箱油位正常”信号是否正常, 检查“齿轮箱差压正常”信号是否正常。试验完成后将参数修改为初始值。

(4) 测试人员通过测试界面起动齿轮箱冷却水泵, 检查冷却水泵是否能够正常开启, 转向是否正确, 记录冷却水泵水压数值、水压开关的位置。

齿轮箱水泵起动方法为, 记录“冷却系统”页面下的“起动水泵的油温限值”参数值, 然后修改为比当前油温小  $5^{\circ}\text{C}$ , 此时齿轮箱水泵应立即起动, 检查电机转向。检查齿轮箱水压显示值并记录, 检查“齿轮箱水压正常”信号是否正常。试验完成后将参数修改为初始值。

(5) 通过测试界面起动齿轮箱冷却风扇, 检查风扇是否能够正常开启, 转向是否正确。

起动齿轮箱冷却风扇的方法为, 记录“冷却系统”页面下的“起动风扇的油温限值”参数值, 然后修改为比当前油温小  $5^{\circ}\text{C}$ , 此时齿轮箱冷却风扇立即起动, 检查电机转向和风向是否正确。试验完成后将参数修改为初始值。

(6) 检查齿轮箱油电加热器工作是否正常。

齿轮箱油加热器的起动方法为, 记录“冷却系统”页面下的“齿轮箱加热温度低限值”参数值, 然后修改为比当前油温高  $5^{\circ}\text{C}$ , 此时加热器应开始工作, 等待一段时间检查齿轮箱油温是否升高, 通常升高  $1^{\circ}\text{C}$  即可。试验完成后将参数修改为初始值。

齿轮箱测试的各项参数应记录在静止测试报告中。

## 8. 发电机系统的静态测试

发电机和主轴上布置的监测传感器包括:

- 三相定子绕组测温的两套独立的 Pt100 传感器
- 发电机轴承测温的两个 Pt100 传感器
- 发电机空气风冷出口测温的 Pt100 传感器
- 主轴齿轮箱侧和叶轮侧的两个 Pt100 传感器

- 发电机电刷磨损监测
- 发电机电刷接地监测
- 风轮位置检测的位置传感器

发电机系统的静态测试应完成以下项目。

(1) 检查发电机 6 个绕组温度是否正常，前/后轴温度和冷却风温度是否正常，检查主轴前后两个 Pt100 温度是否正常，检查机舱温度、环境温度、机舱柜和塔底柜温度是否正常；所有温度均在“冷却系统”页面下，如图 5-20 所示。



图 5-20 发电机温度检测界面

(2) 通过测试界面起动机舱内、外风扇，检查内风扇是否能够正常开启，转向是否正确，检查风扇辅助触点是否松动。

起动机舱内外风扇的方法为，记录“冷却系统”页面下的“起动机舱风扇的温度限值”参数值，然后修改为比最低的绕组温度低 5℃，此时发电机风扇应立即启动，检查电机转向和风向是否正确。试验完成后将参数修改为初始值。修改回原参数后风扇将继续运行 3min 才会停止，若影响工作可直接断开发电机风扇的两个断路器，并在适当时候再闭合此断路器。

(3) 通过测试界面起动机舱风扇，检查该风扇是否能够正常开启，转向是否正确；风向应从机舱外向机舱内送风。

起动机舱风扇的方法为，记录“冷却系统”页面下的“起动机舱风扇的温度限值”参数值，然后修改为比机舱温度低 5℃，此时机舱风扇应立即启动。检查电机转向和风向是否正确。试验完成后将参数修改为初始值。

(4) 测试人员检查发电机电加热器是否能够正常工作。

(5) 检查发电机电刷磨损是否正常。检查是否存在发电机故障的代码为“070070”。发电机测试的各项参数应记录在静止测试报告中。

9. 变流器单独测试

**1) 变流器机体与结构质量检查** 变流器完成现场安装后，需要对机体与结构质量进行全面检查。具体检查项目如下所述。

(1) 变流器柜铭牌、符号及标志的检查：变流器柜的铭牌、符号及标志应正确、清晰、齐全且易于辨认，符合产品图样的要求。

(2) 对元器件安装的检查：

- 根据有关技术文件的规定，检查各元器件的型号，规格是否正确，元器件是否具备产品合格证书及有关证明和标志
- 对于安装于变流器柜面板上的元器件应做到横平竖直。不允许有明显的歪斜现象，调整后仍无法做到横平竖直时，应作为一般缺陷记录下来
- 检查元器件安装的紧固质量，紧固件的数量和种类应符合有关技术文件的要求，紧固件的安装应符合有关要求
- 检查安装于变流器柜上的元件有否悬吊现象，对应设有绝缘底板的安装件，检查绝缘底板是否备齐

(3) 对连接导线和配线质量的检查：

- 检查导线的颜色及采用的线径是否符合企业产品标准的规定。小母线、汇流排及主电路导线相序及颜色应符合表 5-7 的规定

表 5-7 导线相序及颜色

| 组 别    | 符 号     | 涂漆颜色（或绝缘导线颜色） | 母线安装相互位置 |      |      |
|--------|---------|---------------|----------|------|------|
|        |         |               | 垂直布置     | 前后布置 | 水平布置 |
| A 相    | U       | 黄             | 上        | 后    | 左    |
| B 相    | V       | 绿             | 中        | 中    | 中    |
| C 相    | W       | 红             | 下        | 前    | 右    |
| 正极     | L+      | 棕             | 上        | 后    | 左    |
| 负极     | L-      | 蓝             | 下        | 前    | 右    |
| 中性线    | N       | 淡蓝            | 最下       | 最前   | 最右   |
| 安全用接地线 | 保护接地，PE | 黄绿双色          | —        | —    | —    |
|        | E       |               |          |      |      |

注：安装位置按屏、柜的正视方向。

- 检查绝缘导线的排列是否横平竖直、布置合理、整齐美观。采用行线槽配线时，行线槽的配置是否合理，是否可靠紧固，行线槽出口处是否光滑、有无尖棱。采用绑线法配线时，检查线束内的导线数量有无超过规定，线束的配置是否横平竖直，捆绑处是否有损坏导线绝缘层的现象。电路的电流等级与所选导线截面积应满足表 5-8 的要求



表 5-8 电流等级与导线截面积

| 电流等级 A       | 导线截面积/mm <sup>2</sup> |          | 尺寸/mm  |
|--------------|-----------------------|----------|--------|
|              | 铜 芯                   | 铝 芯      | 铜 母 排  |
| 1~5          | ≥2.5                  | —        | —      |
| 10           | ≥2.5                  | —        | —      |
| 25           | ≥2.5                  | ≥2.5     | —      |
| 40           | ≥4.0                  | ≥4.0     | —      |
| 50           | ≥6.0                  | ≥6.0     | —      |
| 63           | ≥6.0                  | ≥10.0    | —      |
| 80           | ≥10.0                 | ≥16.0    | —      |
| 100          | ≥16.0                 | ≥25.0    | —      |
| (140)        | ≥25.0                 | ≥35.0    | —      |
| 200          | ≥50.0                 | ≥70.0    | —      |
| (300)        | ≥95.0                 | ≥120.0   | —      |
| 500<br>(450) | ≥150.0**              | ≥185.0** | 30×5** |
| 630          | ≥185.0**              | ≥240.0** | 40×5** |
| 800          | —                     | —        | 50×5** |
| 1000         | —                     | —        | 60×5** |
| 1250         | —                     | —        | 80×5** |

\* 假如母线是垂直排列的，如果制造厂有规定，也可采用水平排列。

\*\* 对于不小于 500A 的导线或铜母排，采用数目应为 2 根。

- 检查每根导线端子头的压接是否可靠，是否有号牌，其标志与接线图是否相符
- 检查连接端连接导线的数量，原则上只许一根导线，最多两根，并检查连接端接触的可靠性与松动的情况
- 用万用表或接通指示器检查导线连接是否符合产品接线图的要求

以上外观与结构检查结果均应符合标准的要求，凡不符合要求均应按一般缺陷逐个记录。

(4) 力学性能检查：对于具有机械功能的器部件，均应按其使用功能，模拟使用情况对其力学性能进行检查。

- 将门及翻板等可动的部分启闭 5 次，检查开启角度的大小，有无磕碰元件现象，关闭后门锁是否可靠锁紧等
- 对于屏（柜、台）上安装的按钮，各类开关等操作元件及插拔式元器件，要进行模拟操作 5 次，不允许出现不正常的现象

➤ 对于具有整定机构的元器件，应进行 5 次手动整定，整定方式应灵活、方便试验中出现的问题，按一般缺陷记录在案。

(5) 冷却装置检验：检查变流器的冷却装置，应能正常工作。

## 2) 绝缘试验

(1) 绝缘电阻：在规定的正常试验大气条件下，变流器各独立电路与外露的可导电部分之间，以及与各独立电路之间，用直流  $M\Omega$  表测量其绝缘电阻，各绝缘电阻值不应小于  $10 M\Omega$ 。试验电压按照表 3-11 的规定进行。

(2) 介质强度：

- 在规定的正常试验大气条件下，变流器应能承受频率为 50Hz，历时 1min 的工频耐压试验而无击穿闪络及元件损坏现象
- 工频交流试验电压值按表 3-12 的规定进行选择，也可以采用直流试验电压，其值应为规定的工频交流试验电压值的  $\sqrt{2}$  倍
- 试验过程中，任一被试电路施加电压时，其余电路等电位互联接地

(3) isu（电网侧模块）试验：

- isu 模块的充电试验：检测 isu 模块的状态，如果直流侧的电压可以顺利充到约 1070V，说明 isu 可以稳定工作，但是该模块的工作性能还需要并网测试
- inu（电机侧模块）静态试验：检验 inu 主控制板的状态，是否和产品调试说明书中一致

至此，风机的静止测试完成，可以进入空转测试。各项参数应记录在静止测试报告表中。

## 5.5.2 空转测试

将叶轮解锁，所有人员回到塔底，开始进行空转试验。空转测试分成 3 个环节，依次为起动状态下的空转测试、发电状态下的空转测试和发电状态下变流器的本地同步测试。同步测试成功后可以进行并网测试。空转测试的测试项目和方法如下所述。

(1) 暂时屏蔽发电状态下的发电指令，具体方法如图 5-21 所示，将“主界面”页面下的“发电状态下是否发电”置 0 即可。

(2) 起动状态下的空转试验：屏蔽系统进入运行状态，按下“起动”按钮，桨叶开桨至  $50^\circ$ ，风机低速运转，转速低于 5r/min。分别测试正常停机、快速停机和紧急停机各 2 次。

屏蔽进入运行状态的方法为，将“主界面”页面下的“禁止进入运行状态”置 1 即可。同时应观察叶轮转速和发电机转速的变化情况。

(3) 按下塔底柜柜门面板上“停机”按钮（正常停机），叶片顺桨至  $89^\circ$  后，顺桨速度约为  $4^\circ/\text{s}$ ，检查变桨距系统工作是否正常，3 个叶片的顺桨位置与编码器读数是否一致。通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录之。



图 5-21 主界面状态界面

变桨距速度和位置的测量方法如图 5-22 所示，打开“变量趋势”页面，单击“选择变量”按钮，选择 3 个叶片的角度值，通过角度变化值和所用时间值进行运算可以计算出叶片的变桨距速度。



图 5-22 变桨速度和位置测量界面

(4) 通过测试界面，将测试快速停机置 1，再次起动风机，叶片开桨至  $50^{\circ}$ ，按下“停机”按钮，检查变桨距系统快速停机过程是否工作正常，3 个叶片应顺桨至  $89^{\circ}$ ，顺桨速度约为  $5.5^{\circ}/s$ ；通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录。

测试快速停机的方法为，将图 5-21 中“主界面”页面下的“测试快速停机”置“1”即可。

(5) 再次起动机，叶片开桨至  $50^\circ$ ，按下“紧急停机”按钮，检查变桨距系统紧急停机过程是否工作正常，3 个叶片应在安全链动作驱动下顺桨至  $91^\circ$ ，顺桨速度约为  $9^\circ/\text{s}$ ；该步骤完成后应拔起紧急停机按钮，按下“复位”按钮，叶片恢复至  $89^\circ$ ；通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录之。

(6) 发电状态下的空转测试：解除屏蔽进入运行状态的参数并确认从运行状态到发电状态的转速阈值，确认屏蔽发电状态下的发电指令，使得在发电状态下变流器暂时不工作；先将发电状态下的转速给定值设定在  $11\sim 12\text{r/min}$ ，同时通过测试界面或“scope view”界面检验变桨距控制器的控制效果。必要时可以修改 PD 参数，但需要专业人员确认。

具体操作步骤为：首先进入“主界面”页面，将“禁止进入运行状态”置 0 使风机可以进入运行和发电状态；确认“进入发电状态的转速值”，通常为  $9.7\text{r/min}$ ；确认“发电状态下是否发电”为 0，使得变流器不会自动运行；确认“运行状态下的转速给定”为  $10\text{r/min}$ ；确认“发电状态下的转速给定”为  $11\sim 12\text{r/min}$ 。然后再按下“起动”按钮。

(7) 待转速稳定后按下“停机”按钮测试机组正常停机，检查叶片是否能够正常顺桨。通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录之。

(8) 再次起动机组，待转速稳定后按前述步骤测试快速停机，检查叶片是否能够正常顺桨。通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录之。

(9) 再次起动机组，待转速稳定后测试紧急停机，检查叶片是否能够正常顺桨。通过测试界面测量变桨距动作时 3 个叶片的开桨速度和顺桨速度并记录之。

(10) 检查超速模块的接线情况，记录超速设定值，先暂时设置为  $15\text{r/min}$ ，慢慢增加发电状态下的转速给定值直至  $16\text{r/min}$ ，检查超速模块是否能够正常工作，安全链是否断开，风机是否紧急停机。

(11) 修改超速模块接线，将超速值设定为  $20\text{r/min}$ 。慢慢增加发电状态下的转速给定值至  $17\text{r/min}$ ，检查风机转速是否稳定。

(12) 发电状态下的变流器本地同步测试。

至此，空转测试完毕，并网测试可以开始，变流器可以自动并网发电。

### 5.5.3 并网测试

空转测试完毕，风机可以进入并网测试阶段。具体步骤如下所述。

(1) 通过测试界面设置发电状态下的变流器运行指令为 1，确认屏蔽进入起动和运行状态的参数已被解除，此时风机可以自动并网发电。

具体步骤如图 5-23 所示, 进入“主界面”页面, 将“发电状态下是否发电”置“1”, 将“禁止进入运行状态”和“禁止进入起动状态”均置 0。

| 监控状态  |     |         |    |
|-------|-----|---------|----|
| 系统状态  | 2   | 桨距角1    | 45 |
| 风轮转速  | 4   | 桨距角2    | 45 |
| 发电机转速 | 400 | 桨距角3    | 45 |
| 并网指令  | 0   | 屏蔽刹车磨损  | 1  |
| 转矩给定  | 0   | 屏蔽齿轮箱油位 | 1  |
| 转速给定  | 13  | 测试快速停机  | 1  |
| 变桨控制器 | 0   | 总故障     | 0  |

| 配置参数     |    |
|----------|----|
| 禁止进入运行状态 | 1  |
| 禁止进入启动状态 | 0  |
| 发电状态允许发电 | 1  |
| 停机状态下桨距角 | 88 |

| 故障状态    |  |
|---------|--|
| 机舱振动故障  |  |
| 风速、风向故障 |  |
| 超速故障    |  |
| 液压系统故障  |  |
| 齿轮箱故障   |  |
| 发电机故障   |  |
| 安全链故障   |  |
| 变频器故障   |  |
| 偏航故障    |  |
| 变桨系统故障  |  |
| 刹车故障    |  |
| 电网故障    |  |
| 通讯故障    |  |

图 5-23 设置发电状态下的变流器运行状态界面

(2) 设置发电状态下的转速设定值为 12r/min, 转矩限值为 25%, 检查电网监测模块的电流读数是否正常, 稳定运行 1h, 记录机组发电功率。

转速和转矩的设置方法为, 将“发电状态下的转速给定”设为 12r/min, 将“转矩限值”设为 25%, 此时按下“起动”按钮即可。

(3) 设置发电状态下的转速设定值为 14 r/min, 转矩限值为 40%, 检查电网监测模块的电流读数是否正常, 稳定运行 1h, 记录机组发电功率。参数设置方法与步骤 (2) 相同。

(4) 设置发电状态下的转速设定值为 16r/min, 转矩限值为 65%, 检查电网监测模块的电流读数是否正常, 稳定运行 2h, 记录风机发电功率。参数设置方法与步骤 (2) 相同。

(5) 设置发电状态下的转速设定值为 16.5r/min, 转矩限值为 85%, 检查电网监测模块的电流读数是否正常, 稳定运行 2h, 记录风机发电功率。参数设置方法与步骤 (2) 相同。

(6) 设置发电状态下的转速设定值为 17r/min, 转矩限值为 105%, 检查电网监测模块的电流读数是否正常, 稳定运行 2h, 记录风机满功率运行时间。参数设置方法与步骤 (2) 相同。

## 第 6 章 运行性能测试

### 6.1 概述

风力发电机组的运行性能主要包括功率特性、电能质量、机械载荷和机组噪声等。本章主要介绍前三者的测试原理及测试方法。

#### 1. 功率特性

功率特性是风力发电机组的重要运行性能。所谓功率特性就是以风速  $v_i$  为横坐标, 以有功功率  $P_i$  为纵坐标的一系列规格化数据对  $(v_i, P_i)$  所描绘的特性曲线。可见, 功率特性是对风力发电机组发电能力的一种表述, 功率特性的优劣将直接影响风力发电机组的发电量。通常情况下, 风力发电机组出厂时, 制造商会向用户提供机组的标准功率特性曲线。然而, 由于实际风电场的风况和风电场中风机的工作环境条件与机组的设计条件可能存在不同, 以及风力发电机组在运行过程中某些参数的变化和操作方式等因素的影响, 可能导致风力发电机组的实际功率特性曲线与设计标准功率特性曲线不吻合。如果实际功率特性曲线高于标准功率特性曲线, 将使风力发电机组处于过负荷状态, 影响机组寿命; 如果实际功率特性曲线低于标准功率特性曲线, 将影响风力发电机组的发电量, 使得机组的实际发电量达不到预期发电量, 使风电场的投资回报率下降。通过对风力发电机组的功率特性进行测试与分析, 可以对风力发电机组的设计性能进行有效验证, 也可以判断长期运行过程中的风力发电机组性能的变化趋势, 从而对风力发电机组的运行状况变化和零部件的故障损坏等问题作出预估, 为风力发电机组的优化运行和合理维护提供了有效的依据。

随着我国风能的大规模开发与利用, 风力发电机组的功率特性测试与认证工作已成为风电场建设、运行与维护过程中十分重要的环节。

目前, 国际上风力发电机组功率特性测试主要依据国际电工委员会标准 IEC 61400—12, 该标准较为全面和详细地提供了单台风力发电机组功率特性的测试原理与方法、测试步骤、测试数据的处理方法、场地评估及数据标定的方法等。IEC 61400—12 标准有两个版本, 分别是 1998 年 2 月国际电工委员会颁布的风力发电机组功率特性试验第 1 版 IEC 61400—12:1998, 以及 2005 年 12 月国际电工委员会颁布的风力发电机组功率特性试验第 2 版 IEC 61400—12—1:2005, 旨在为所有不同类型并网风力发电机组功率特性的测试提供一个统一的测量与评估依据, 保证了测试结果的一致性和准确性。

针对风力发电机组功率特性的测试与评估, 我国制定了国家标准 GB/T 18451.2—2003

《风力发电机组 功率特性试验》，其大部分内容等同于采用 IEC 61400—12:1998 标准。由于风速、风向变化的不确定性，特别是山区地形的复杂性，使得测试风力发电机组功率曲线仍然存在着较多的困难，目前相关的测试方法和标准仍在不断完善中。

## 2. 电能质量

电能质量是风力发电机组的又一重要运行性能。描述风力发电机组电能质量的特征参数主要有额定值，最大输出功率（10min 平均值、60s 平均值及 200ms 平均值），作为有功功率函数的无功功率（10min 平均值），电压波动和闪变，50 次以下谐波电流（10min 平均值），以及 10min 和 120min 周期内风力发电机组起动的最多次数等。

风力发电是以风作为动力源的。一般来说，风力发电机组的输出功率近似与风速的立方成正比。由于风速和风向具有随机变化的特性，这就使得风力发电机组的输出功率将随着风速的变化而变化。同时，大型风力发电机组不具有电能存储功能，由于风的随机变化特性及风电场的地形因素等原因，即使在同一个风电场内的风力发电机组，其输出功率的变动也是不同步的。这种随机的、随风速变动的功率注入电网，将会引起系统中某些节点（如并网点）的电压波动。与其他常规电源（如火电和水电）相比，风力发电机组输出功率的变化还表现在经常因为各种原因突然进行停机操作。这种相对频繁的投入和切出操作，使风电场所接入系统的潮流经常处于一种重新分配的过程，除影响电压外，也在一定程度上影响系统的频率稳定。

带有大功率电力电子变流器的风力发电机组在运行过程中还会向电网注入含有谐波的电流，从而引起电网电压的谐波畸变。同时，风力发电机组在运行时对无功的需求及风电场无功就地平衡等原因，也使得风电接入系统对电网电压的稳定性产生了较大的影响。

随着我国风电装机容量的不断增大，风力发电对电力系统电能质量的影响日益明显。在某些情况下，电能质量问题甚至成为制约风电场装机容量的主要因素，这就促使了风力发电机组电能质量测试和认证工作成为风力发电机组准入制度中必不可少的内容之一。

针对风电引起电网电能质量问题的测试与评估，欧美等主要发达国家的研究机构和国际组织相继提出了各自的标准和相关规范。其中，国际电工委员会于 2001 年 12 月颁布了 IEC 61400—21: 2001 “并网风力发电机组电能质量测试与评估”标准，是目前世界上公认的一套描述并网风力发电机组电能质量测试与评估的标准。该标准的主要内容包括：并网风力发电机组电能质量特征参数的定义与说明；并网风力发电机组电能质量特征参数的测试过程及方法；风力发电机组接入电力系统电能质量特征参数的评估方法。IEC 61400—21: 2001 规定，在诸多描述电能质量的特征参数中，电压波动和闪变及谐波是主要的。

我国也已制定出风力发电机组和风电场电能质量测试与评估的标准,即国家标准 GB/T 20320—2006《风力发电机组 电能质量测量和评估方法》,该标准与 IEC 61400—21 一致。

对于电能质量问题中电压波动和闪变及谐波的测试与评估,我国已制定了相关的国家标准。电压波动和闪变问题有国家标准 GB/T 12326—2008《电能质量 电压波动和闪变》,它主要是针对于电力系统正常运行情况下,由负荷波动引起的公共连接点电压的快速变动。同时,标准中也规定了电压波动和闪变的限值、计算和评估方法。有关谐波的国家标准有 GB/T 14549—93《电能质量 公用电网谐波》。

### 3. 载荷状况

载荷状况是指风力发电机组的设计状态与引起构件载荷的外部条件的组合。需要测试的主要载荷有:叶片根部载荷、风轮载荷和塔架载荷,如果某些特定载荷(如偏航系统或变桨距系统载荷)对安全运行是至关重要的,则还应测量这些载荷;引起构件载荷的外部条件则主要是指与载荷对应的气象参数,即风速、风向、气温、气压等;此外,风力发电机组的载荷还与机组的运行参数有关,如功率、转速、偏航角、桨距角等,因此进行载荷测试时,还应同时检测机组的这些运行参数。

风力发电机组以风作为原动力,驱动叶轮旋转,通过相关机械传动部件驱动发电机旋转并产生电能。风力发电机组在运行过程中,各主要受力部件所承受的实际应力是一个连续的随机过程,这种应力的大小随时间变化。在随机应力的长期作用下,承载构件将产生疲劳损伤。当损伤积累到一定程度,就会导致疲劳破坏,严重危及运行的安全性。风力发电机组运行在复杂的野外环境中,其各主要的机械部件所承载荷情况十分复杂,这就需要对风机实际的运行环境有效地进行分析。通过相关测试为风力发电机组的结构与控制软件的优化设计提供全面的依据。减少作用在机组上的载荷,尤其是减少极限载荷与疲劳载荷,适当降低零部件的强度以减轻质量,可以有效提高机组的性能,延长机组的疲劳寿命,使得机组能够更好地适应不同的气候环境。随着风力发电机组容量不断增大,机组的尺寸也越来越大。对于风力发电机组制造商来说,单纯地停留在对机组的建模与仿真,将远远不能满足继续设计和改进设计的要求。为了保证风力发电机组长期安全稳定运行,需要对其关键部件的载荷状况进行综合测试与评估。通过对不同运行工况下的风力发电机组机械载荷状况进行测试,并与相应的设计载荷进行对比,可以有效提高风力发电机组的设计水平,保证产品的安全性和稳定性。

全面有效地对风力发电机组的载荷进行测试,提高我国风力发电机组的设计、研发与制造水平,使得国产风力发电机组迅速通过国际认证,参与国际竞争,对我国风力发电及相关行业的发展具有十分重要的意义。

风力发电机组的载荷测试国际上主要依据国际电工委员会标准 IEC TS61400—13



Measurement of Mechanical Loads (2001-06 First Edition)。该标准规定了风轮扫掠面积大于  $40\text{m}^2$  的水平轴风力发电机组的载荷测试方法和相关技术。

针对风力发电机组的机械载荷测试,国内的相关研究机构开展了大量的工作,相关标准的制定工作正在进行之中。

## 6.2 功率特性测试

### 6.2.1 功率特性

风力发电机组通过风轮吸收风能,并将其转化为主轴上旋转的机械能,通过齿轮箱增速后(或直接)驱动发电机组旋转并发电,从而实现风能→机械能→电能的转换。风力发电机组的功率特性除了取决于风轮的能量转换能力外,还取决于风力发电机组传动系统和发电机组的效率,以及风力发电机组的运行方式。

功率特性是对风力发电机组发电能力的一种表述。所谓功率特性就是以风速  $v_i$  为横坐标,以风力发电机组输送给电网的净电功率  $P_i$  为纵坐标的一系列规格化数据对  $(v_i, P_i)$  所描绘的特性曲线。可见,功率特性是风力发电机组的重要运行特性,功率特性的优劣将直接影响风力发电机组的发电量。

当速度为  $v$  的气流垂直接经风轮时,  $t$  时间内风轮扫掠面从气流得到的风能为

$$W = \frac{1}{2} \rho A v^3 t \quad (6-1)$$

式中,  $W$  为风能;  $\rho$  为空气密度;  $v$  为轮毂中心高度处的风速;  $A$  为风轮扫掠面的面积。

由于受气动特性的制约,风轮只能从气流中吸收和转化一部分风能。根据贝兹理论,在理想风轮条件下,风轮能够从气流中吸收的最大功率为

$$P_{\max} = \frac{8}{27} \rho A v^3 \quad (6-2)$$

从而可以得到风力发电机组理论上的最大风能利用系数为

$$C_{p\max} = \frac{P_{\max}}{P_w} = \frac{16}{27} \approx 0.593 \quad (6-3)$$

式(6-3)给出了风力机所能达到的最大能量转换效率。对于实际风力发电机组,其风力机的风能利用系数  $C_p$  将小于 0.593,风轮未能吸收的风能将以尾流中的旋转动能形式存在。由此可以得到风力发电机组主轴实际输出的机械功率为

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \cdot C_p \quad (6-4)$$

可以看出,由于风轮直径为常数,空气密度也可看做是常数,因此风轮的转换功率  $P$  与  $C_p$  成正比,在风速  $v$  一定时,应尽可能提高风能利用系数  $C_p$  值。

早期的风力发电机组主要是恒速恒频风力发电机组，其桨距角不能变化。这种类型的风力发电机组主要利用其风轮叶片的失速性能来控制额定风速以上时的功率输出，从而保证其输出功率特性的稳定。

现代 MW 级大型风力发电机组常采用变速运行方式。在额定风速以下时，通过调节风轮转速，使风力发电机组保持最佳叶尖速比，从而获得最佳风能利用系数，最大限度地捕获风能，提高风力发电机组的发电效能；而当风速高于额定风速时，通过变桨距控制使风力发电机组保持恒定功率输出。

标准空气密度 ( $\rho=1.225\text{kg/m}^3$ ) 的条件下，风力发电机组的功率特性称为标准功率特性。标准功率特性曲线应在机组出厂时由整机生产厂家提供。图 6-1 所示的是沈阳工业大学风能技术研究所 SUT—3000DF EP 型 3MW 双馈风力发电机组的标准功率特性曲线。

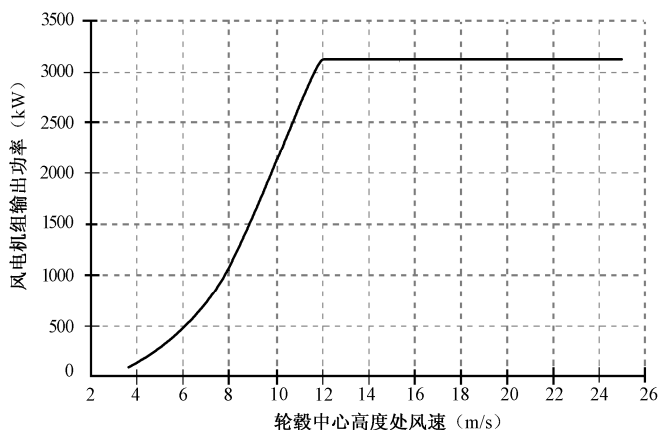


图 6-1 SUT—3000DF EP 型 3MW 双馈风力发电机组的标准功率特性曲线

实际风电场环境中，风力发电机组运行于风速与风向随机动态变化的过程中。由于气象条件、环境条件，以及在风电场中风力发电机组的分布情况不同，使得风力发电机组的实际功率特性曲线与标准功率特性曲线存在着一定的差异。为了有效评价风力发电机组的实际运行状况，需要对风力发电机组轮毂中心高度处的实际风速与风力发电机组输出的有功功率进行测量，从而能够较为全面和精确地描述风力发电机组输出的功率特性。图 6-2 所示的是风力发电机组实际功率特性曲线。

利用相关数理统计的方法对上述测试数据进行分区，得到每一规格化分区后的风速区间的平均风速和平均输出功率，将这些点近似线性连接起来，就可以最终得到风力发电机组的实际功率特性曲线。

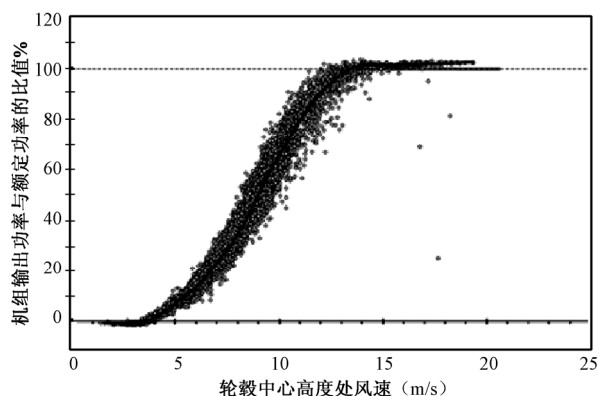


图 6-2 风力发电机组实际功率特性曲线

### 6.2.2 功率特性的测试

风力发电机组的功率特性测试需要同时测量风力发电机组轮毂中心高度处的风速和风力发电机组的输出功率，从而得到描述风速与机组输出功率之间关系的功率特性、功率系数特性，以及风力发电机组在不同的年平均风速分布模型下的年发电量估算值。

风力发电机组功率特性测试比较复杂，需要在风电场对被测风力发电机组进行较长时间的测试，并建立有效的统计数据库，该数据库应涵盖一定的风速范围和各种风况条件。

功率特性测试前，首先需要对测试场地进行评估和标定，确定测量扇区，同时分析尾流效应及其影响，然后才能在规定的测试条件下，按规定的测试方法测取相关气象参数和输出的净电功率。

#### 1. 测试场地评估

风力发电机组的功率特性测试需要在机组周围的测试场地内安装气象桅杆，以最终确定测试风力发电机组轮毂中心点高度处的风速值。由于气流畸变可能造成气象桅杆上的风速值与作用到机组风轮上的风速值不同，因此需要在风力发电机组功率测试前对测试场地周围的气流畸变情况进行评估。

**1) 测试场地的障碍物评估** 测试场地中的障碍物及运行的风力发电机组所引起的尾流有可能较大程度地影响风速测量的准确性。在测试场地勘察中，需要确定障碍物的位置，以及障碍物与被测试风力发电机组的距离，分析障碍物所造成的测试场地气流畸变的范围，给出风速测量的有效扇区，从而保证功率特性测试时风速测量的一致性与准确性。

对测试场地中障碍物影响效果的估算，需要借用障碍物模型来实现。原则上测量扇区内不应有大型障碍物（如建筑物、树木或停止运行的风力发电机组等），与风力发电机组运行有关的小型建筑物和测量仪器是可以接受的。如果障碍物所产生的尾流使得测量扇区内气象桅杆和风力发电机组之间的气流变化超过 1%，该障碍物将被视为大型障碍物，需要对其影响效果进行详细分析。式（6-5）给出了障碍物引起测量扇区内气象桅杆和风力发电机组高度  $z$  处气流畸变的估算方法。

$$\frac{\Delta U_z}{U_h} = -9.75(1 - p_0) \frac{h}{x} \eta \exp(-0.67\eta^{1.5}) \quad (6-5)$$

$$\text{其中, } \eta = \frac{H}{h} \left( k \frac{x}{h} \right)^{\frac{-1}{n+2}}; \quad K = \frac{2\kappa^2}{\ln \frac{h}{z_0}}.$$

式中， $x$  为下风向障碍物到气象桅杆或风力发电机组的距离； $h$  为障碍物的高度； $U_h$  为障碍物高度  $h$  处的自由风速； $n$  为速度廓线指数（ $n=0.14$ ）； $p_0$  为障碍物的孔隙度（0：实心，1：无障碍物）； $H$  为轮毂高度； $z_0$  为粗糙长度； $\kappa$  为卡尔曼常数 0.4。

为了避免被测风力发电机组受到邻近运行风力发电机组及大型障碍物尾流影响，需要全面、综合地考虑测试场地中被测风力发电机组周围障碍物的分布情况，从而最终确定排除扇区。IEC 61400—12—1 列举了测试场地中 5 种典型的运行风力发电机组和障碍物分布模式，在确定测试场地有效扇区的过程中，必须按照以下每种情况逐一进行分析。

图 6-3 所示为运行风力发电机组和障碍物的尾流引起测试场地气流畸变示意图。图中以下情况所形成的测试场地气流畸变区域将视为排除区域。

- 气象桅杆处于被测风力发电机组的尾流中（见图 6-3（a））
- 气象桅杆处于临近正在运行的风力发电机组的尾流中（见图 6-3（b））
- 被测风力发电机组处于临近正在运行的风力发电机组的尾流中（见图 6-3（c））
- 气象桅杆处在高大障碍物的尾流中（见图 6-3（d））
- 被测风力发电机组处在高大障碍物的尾流中（见图 6-3（e））

**2) 测试场地的地形评估** 测试场地周围地形的评估是风力发电机组功率特性测试中十分重要的环节。测试前需要根据 IEC 61400—12—1 标准所提供的表格对测试场地的平面坡度和测试场地的地形变化进行勘测。如果测试场地周围的地形特征超过了标准所给定的范围，应利用相关气流模型对测试场地周围的气流畸变情况进行较为详细的分析，从而决定是否对测试场地进行场地标定。表 6-1 给出对试验场地周围地形变化的具体要求。表中， $L$  是风力发电机组与气象桅杆之间的距离， $D$  是风力发电机组风轮的直径， $H$  是风力发电机组轮毂中心点处的高度。

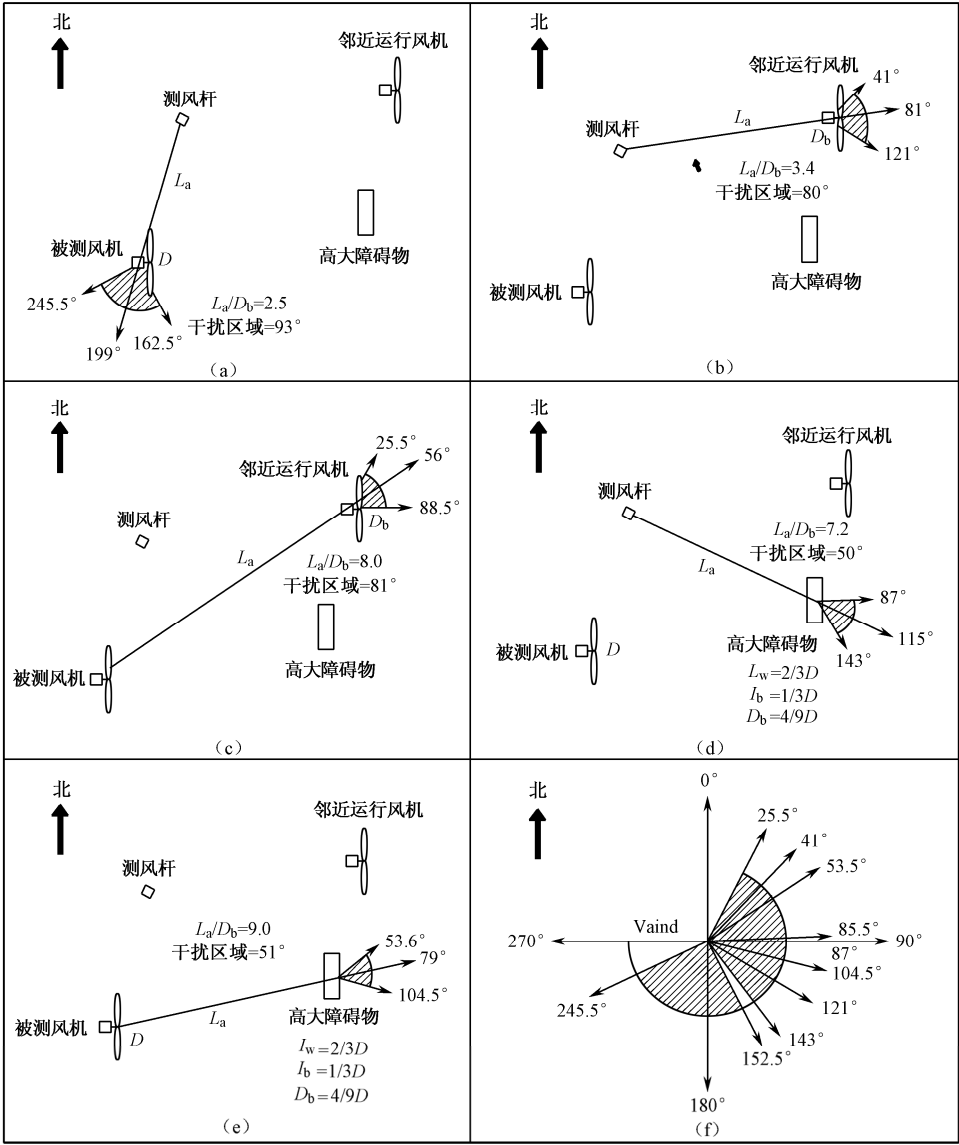


图 6-3 障碍物尾流引起测试场地气流畸变示意图

表 6-1 对试验场地周围地形变化的要求

| 距 离                | 扇 区         | 最大倾角/% | 地形偏离平面最大偏差    |
|--------------------|-------------|--------|---------------|
| $<2L$              | $360^\circ$ | $<3^*$ | $<0.04 (H+D)$ |
| $\geq 2L$ 并且 $<4L$ | 测量扇区        | $<5^*$ | $<0.08 (H+D)$ |

续表

| 距 离                          | 扇 区    | 最大倾角/%      | 地形偏离平面最大偏差     |
|------------------------------|--------|-------------|----------------|
| $\geq 2L$ 并且 $< 4L$          | 测量扇区之外 | $< 10^{**}$ | 不适用            |
| $\geq 4L$ 并且 $< 8L$          | 测量扇区   | $< 10^*$    | $< 0.13 (H+D)$ |
| * 与扇区地形最吻合、并通过塔架基础的平面的最大倾角。  |        |             |                |
| ** 连接塔架基础和扇区内的每个地形点的直线的最大倾角。 |        |             |                |

## 2. 场地标定

如果测试场地中的障碍物及地形变化等因素较大程度地影响了风速测量的准确性，这时就需要对测试场地进行标定。利用临时安装在测试风力发电机组基础上的气象桅杆采集测试风力发电机组轮毂中心点高度处的风速值，标定需要两个风速计，一个风向标和一个数据采集处理系统，临时气象桅杆上的风速计应安装在尽可能接近风力发电机组轮毂高度的位置，风速计应为运行特性相同的同一型号风速计，且应在同一次风速计校准试验中校准。将临时气象桅杆采集到的数据与原有风力发电机组功率特性试验中采集到的数据进行比较，得到测试场地各风向区间的气流畸变修正系数，从而最终完成测试场地的标定。图 6-4 所示为测试场地标定方法示意图。

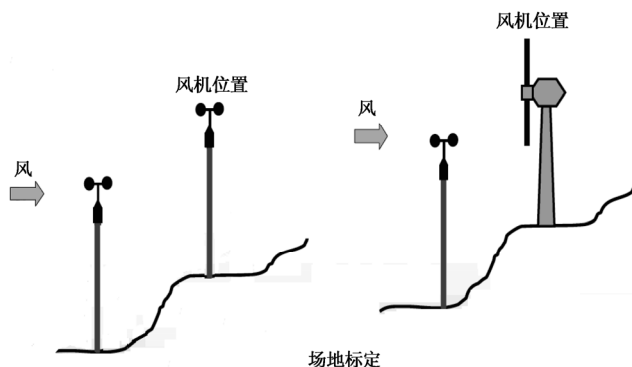


图 6-4 测试场地标定方法示意图

场地标定数据组按照风向区间进行存储，扇区分段必须小于  $10^\circ$ 。一次场地标定的时间大约需要 3 个月，具体情况由测试风力发电机组所在风电场的实际风况决定。

## 3. 测量扇区确定

测量扇区应排除障碍物和运行风力发电机组的尾流所产生的扰动扇区。气象桅杆的安装位置与测试风力发电机组之间距离应为被测风力发电机组风轮直径  $D$  的 2~4 倍，一般建议采用风轮直径  $D$  的 2.5 倍距离为宜。图 6-5 所示为气象桅杆的安装位置和最大允许测量扇形区域示意图。

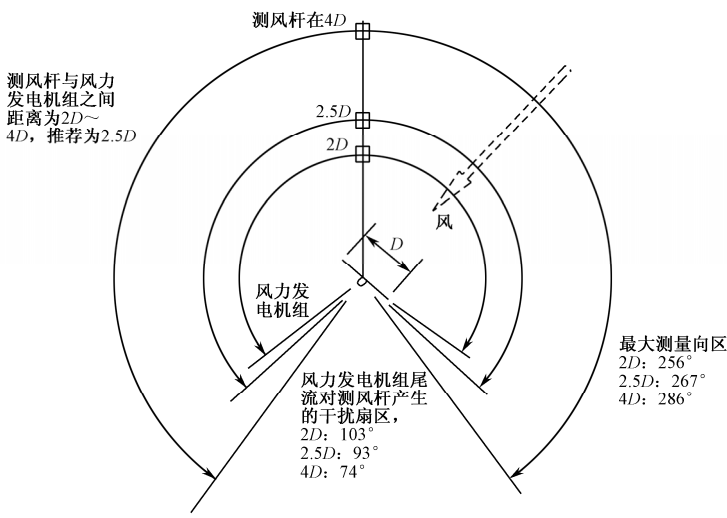


图 6-5 气象桅杆的安装位置和最大允许测量扇形区域

气象桅杆的具体安装位置需要根据风速测量的有效扇区及风电场的风向玫瑰图, 将气象桅杆尽可能设立在风电场的主风向上。在综合考虑风电场的实际地形及相关建筑许可等问题后, 确定最优的设计与施工方案, 最终完成气象桅杆的选址与安装。

4. 尾流效应及其数学模型

风力发电机组吸收风中的部分能量, 使得风流经风力发电机组后, 其速度将有所下降。在实际风电场中, 位于下风向风力发电机组处的风速将低于位于上风向风力发电机组处的风速, 风力发电机组之间的距离越近, 前面的风力发电机组对后面风力发电机组的风速影响越大, 这种现象称为尾流效应。尾流效应可以用图 6-6 来说明。在图中, 风力发电机组安装在  $X=0$  处,  $X$  表示沿风速方向离开风力发电机组的距离,  $r$  为风力发电机组风轮旋转平面的半径,  $r_w$  为  $X$  点处的尾流半径,  $v_0$  和  $v_x$  分别为吹向和离开风力发电机组的风速。

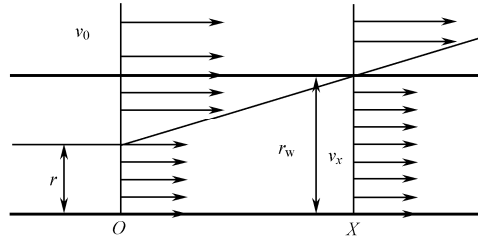


图 6-6 尾流效应示意图

### 1) 平坦地形的尾流模型 平坦地形的尾流模型为

$$v_x = v_0 \left[ 1 - (1 - \sqrt{1 - C_T}) \left( \frac{r}{r + KX} \right)^2 \right] \quad (6-6)$$

式中,  $C_T$  为风力发电机组的推力系数, 与风速和风力发电机组结构有关;  $K$  为尾流下降系数, 与风的湍流强度成正比, 即

$$K = k_w (\sigma_G + \sigma_0) / U \quad (6-7)$$

式中,  $\sigma_G$  和  $\sigma_0$  分别为风力发电机组产生的湍流和自然湍流的均方差;  $U$  为平均风速;  $k_w$  为一经验常数。

因为  $v_x$  是推力系数  $C_T$  的函数, 所以尾流效应与风力发电机组的空气动力特性有关。

### 2) 复杂地形的尾流模型

假设风力发电机组的下风向是复杂地形 (高度和地表不同等), 安装了风力发电机组之前与之后 (受尾流影响)  $X$  点的风速分别是  $v_{0x}$  和  $v'_x$ , 令

$$v_x = v_0 (1 - d_F) \quad (6-8)$$

$$v'_x = v_{0x} (1 - d_c) \quad (6-9)$$

式中,  $d_F$  和  $d_c$  分别为平坦地形和复杂地形对应的风速下降系数;  $v_0$  和  $v_x$  为安装于平坦地形的风力发电机组之前与之后的风速。

假设没有风力发电机组时坐标  $0$  点和  $X$  点的压力相同, 则根据无损耗贝努里方程有

$$p_0 + 0.5\rho V_0^2 = p_x + 0.5\rho V_{0x}^2 \quad (6-10)$$

式中,  $p_0$  和  $p_x$  分别为风力发电机组所在位置与  $X$  点处的空气静压力;  $\rho$  为空气密度。假设安装风力发电机组后复杂地形的尾流损耗和平坦地形相同, 即

$$p_0 + 0.5\rho V_0^2 (1 - d_F)^2 = p_x + 0.5\rho V_{0x}^2 (1 - d_c)^2 \quad (6-11)$$

则有

$$V_0^2 (-2d_F + d_F^2) = V_{0x}^2 (-2d_c + d_c^2) \quad (6-12)$$

因为  $d_F$  和  $d_c$  均很小, 将式 (6-12) 线性化, 可以得到

$$d_c = d_F \left( \frac{V_0}{V_{0x}} \right)^2 \quad (6-13)$$

通过以上推导可知, 上述公式能够较好地近似有损耗的非均匀风速场。

## 5. 气象参数的测试

正确、合理地在气象桅杆上安装气象参数传感器, 对于风力发电机组的功率特性测试是十分重要的。在气象桅杆安装前, 通常需要对风速计安装位置周围的气流畸变情况进行详细分析, 从而形成较为全面可靠的风力发电机组气象参数测试方案。

### 1) 气象桅杆的类型

根据主风速计和参考风速计的相对安装位置, 可以将气象桅杆划分成顶部纵向安装风速计型和横杆并排安装风速计型两种。顶部纵向安装风



速计型气象桅杆，其主风速计位置周围没有其他传感器和测量仪器，气象桅杆顶部气流畸变相对较小，主风速计风速测量数据较为准确。参考风速计及其他传感器置于主风速计之下  $1.5\sim 2.5\text{m}$  范围内，同时保证各传感器具有较好的结构稳定性。图 6-7 所示为顶端纵向安装风速计型气象桅杆结构图。

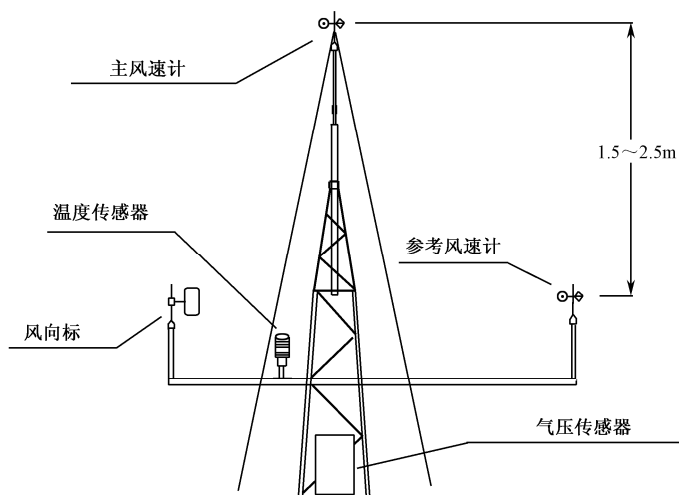


图 6-7 顶端纵向安装风速计型气象桅杆结构图

横杆并排安装风速计型气象桅杆的顶端横杆处横向并排安装了主风速计和参考风速计，两个风速计之间保证足够的距离，通常在  $1.5\sim 2.5\text{m}$  之间，从而使得各自位置处的气流畸变较小。主风速计与参考风速计选择同一批次的产品，同时在同一次试验中进行校准。与顶端纵向安装风速计型气象桅杆相比，上述气象桅杆顶端横杆处的主风速计与参考风速计之间具有良好的相关性，保证了主风速计在较长的测试期间内其校准特性不变。图 6-8 所示为横杆并排安装风速计型气象桅杆结构图。

气象桅杆上测试设备的安装需要特别注意防雷保护。通常情况下，气象桅杆的顶部需要安装避雷针，接地导体应足够长并与塔基稳定连接。

**2) 风速与风向的测量** 风速测量采用具有小于  $5\text{m}$  距离常数的风杯式风速仪，其标定值在整个测量过程中保持不变。风速计分为 A 级、B 级和 S 级，需要根据实际测试场地情况确定风速计的分级。另外一种分级方法是确定风速计的  $k$  系数， $k$  系数的确定需要与风速计的性能评估同时进行。风力发电机组功率特性试验中，选用风速计的级别至少应为 1.7A。风速计应正确安装在气象桅杆的顶部，其安装的高度在轮毂中心点对地高度的  $\pm 2.5\%$  范围内为宜。

风向测量可以采用尾翼式风向标来实现。风向标的绝对精度应高于  $5^\circ$ ，其安装高度应在轮毂中心点对地高度的  $10\%$  范围内，安装时必须避免与风速计之间的相互干扰。

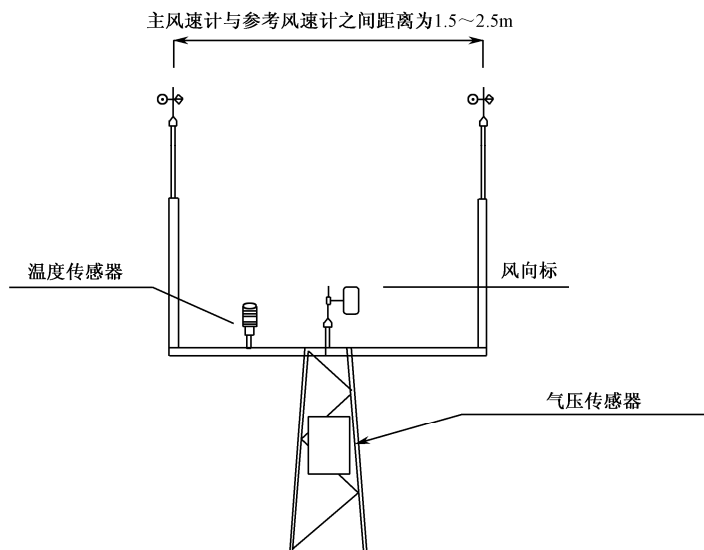


图 6-8 横杆并排安装风速计型气象桅杆结构图

**3) 其他相关参数的测量** 风力发电机组的功率特性测试中，除了风速与风向两个重要参数的测量外，还需要对被测风力发电机组所在风电场的空气密度和风力发电机组的运行状况等进行测量。

(1) 空气密度的测量：测试风力发电机组所在风电场的实际空气密度常常并非标准空气密度，这就使得测试所得到的风力发电机组的实际功率特性曲线与标准功率特性曲线存在着一定差异。实际空气密度需要利用气温和气压的测量结果，经过相关计算得到。当实际风电场的空气密度在  $(1.225 \pm 0.05) \text{ kg/m}^3$  范围内时，则不需要将测试所得到的实际空气密度结果规格化为标准空气密度。空气密度的计算公式为

$$\rho_{10\min} = \frac{B_{10\min}}{R \cdot T_{10\min}} \quad (6-14)$$

式中， $\rho_{10\min}$  为 10min 的平均空气密度； $T_{10\min}$  为测得的 10min 的平均热力学气温； $B_{10\min}$  为测得的 10min 的平均气压； $R$  为气体常数  $287.05 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$ 。

如果测试风电场的气温较高，则需要测量现场的相对湿度，从而对测试所得到的空气密度数据进行修正。测试场地温度较高时空气密度的修正公式为

$$\rho = \frac{1}{T} \left( \frac{B}{R_0} - \phi P_w \left( \frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (6-15)$$

式中， $B$  为大气压力； $T$  为热力学温度； $\phi$  为相对湿度 ( $0 < \phi < 1$ )； $R_0$  为干燥空气的气体常数  $287.05 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$ ； $R_w$  为水蒸气的气体常数  $461.5 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$ ； $P_w$  为蒸汽压力。

$$P_w = 0.0000205 \exp(0.0631846 \cdot T) \quad (6-16)$$

式中, 蒸汽压力  $P_w$  与平均气温有关。

温度传感器和湿度传感器安装在气象桅杆上, 应保证其安装位置在被测风力发电机组轮毂中心点高度不大于 10m 的范围内。压力传感器安装在主风速计之下至少 1.5m 位置处通风良好的箱子内, 从而使得气压测试数据不受现场天气情况的影响。如果气压传感器的安装位置较大程度地偏离了风力发电机组的轮毂中心, 则需要根据 ISO 2533 标准对测试所得到的气压数据进行修正。

(2) 风力发电机组运行状况的测量: 风力发电机组的运行状况参数对于最终形成风力发电机组的功率特性曲线是十分重要的。一般来说, 需要对被测风力发电机组的叶片状况、控制系统的运行情况、转速及桨距角等参数进行识别、验证和监测。根据相关测试数据, 对被测风力发电机组的实际运行情况进行分析, 剔除无效数据, 保证测试结果的高质量。

**4) 防雷保护** 为了保护气象桅杆顶端的测试仪器免遭雷击, 防雷保护是必不可少的环节。气象测风塔建设过程中, 需要将避雷针安装在气象桅杆的顶部, 避雷针与接地导体连接, 并沿着气象桅杆与塔基良好接触。

## 6. 风力发电机组输出功率测试

风力发电机组输出功率的测试需与气象参数的测试同时进行, 功率变送器应安装在风力发电机组并网连接点 PPC 处, 确保所测量的功率为风力发电机组输向电网的净有功功率值。如果采用功率变送器对风力发电机组输出的净有功功率进行测量, 其精确度应满足 IEC 60688 标准的要求, 功率变送器的准确度等级应为 0.5 级或更高。如果采用电流互感器和电压互感器对风力发电机组的每相电流和电压进行测量, 其精度应分别满足 IEC 60044—1 标准和 IEC 60186 标准的要求, 两种互感器的级别应为 0.5 级或更高。测试期间需对功率测试数据进行周期性检查, 应保证功率测量装置的满刻度量程为风力发电机组额定功率的 -50%~200%。

### 6.2.3 功率特性测试的数据处理

#### 1. 数据形式

风力发电机组功率特性测试的数据采样率应为 1Hz 或更高的频率。对于温度、气压、降雨量及风力发电机组状态参数可采用较低的采样速率, 但至少每分钟采样一次。

采集的数据包括以下两种形式。

- 10min 连续采集的数据
- 预处理的数据

每组预处理的数据组的测试时间应该在 30s~10min 之间。在进行数据统计之前, 需要对预处理数据进行统计计算, 得到预处理数据组数据的最大值、最小值、标准差和平均值。

## 2. 数据筛选及筛选准则

筛选的数据是以 10min 为一个周期由连续采样所得到的数据而产生的。对 10min 测试数据进行统计计算，得到 10min 测量数据的平均值和标准差。

如果 10min 测试数据从预处理数据中获得，需要利用式 (6-17) 和式 (6-18) 计算 10min 测试数据的平均值和标准差。

$$X_{10\min} = \frac{1}{N_k} \sum_{k=1}^{N_k} X_k \quad (6-17)$$

$$\sigma_{10\min} = \sqrt{\frac{1}{N_k N_s - 1} \sum_{k=1}^{N_k} [N_s (X_{10\min} - X_k)^2 + \sigma_k^2 (N_s - 1)]} \quad (6-18)$$

式中， $N_k$  为 10min 预处理数据组数据量； $X_k$  为预处理数据时间内的数据的平均值； $X_{10\min}$  为 10min 时间内数据的平均值； $\sigma_{10\min}$  为 10min 平均预处理数据的标准方差； $N_s$  为预处理数据组内取样数据的数量； $\sigma_k$  为预处理数据组数据的标准差。

下列情况下的数据组应该从数据库中剔除。

- 风力发电机组不正常工作
- 测试系统发生故障
- 风向不在测量扇区内

对于特殊测试数据的统计，需要在测试报告中说明该数据的筛选标准。特殊数据包括以下两种情况。

- 在风力发电机组的叶片表面非常粗糙的情况下而得到的测试数据
- 由于降水及风剪切作用而得到的测试数据

对于采用失速控制的、具有恒定桨距和转速的风力发电机组，其功率输出值按式 (6-19) 进行计算。

$$P_n = P_{10\min} \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{10\min}} \quad (6-19)$$

式中， $P_n$  为折算后的功率输出值； $P_{10\min}$  为测得的 10min 平均功率值； $\rho_0$  为标准空气密度； $\rho_{10\min}$  为所得到的 10min 的平均空气密度。

对于功率自动控制的风力发电机组，其风速值可按式 (6-20) 进行计算。

$$v_n = v_{10\min} \cdot \left( \frac{\rho_{10\min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (6-20)$$

式中， $v_n$  为折算后的风速值； $v_{10\min}$  为测得的 10min 的平均风速值； $\rho_0$  为标准空气密度； $\rho_{10\min}$  为得到的 10min 的平均空气密度。

### 3. 测试结果的数据库

数据组应该覆盖从低于切入风速 1m/s 到风力发电机组 85%额定功率输出时风速的 1.5 倍的风速范围。换言之，风速范围应该涵盖从小于 1m/s 切入风速到测得的年发电量大于或等于 95%的外推年发电量时的风速值。风速范围应连续分成 0.5m/s 的风速 bin，中心值是 0.5m/s 的整数倍。同时，每 bin 中至少含有 30min 的采样数据值，在全部测试周期内，应包括风力发电机组在风速范围内正常运行至少 180h。

## 6.2.4 功率特性测试结果

### 1. 绘制功率特性曲线

采用 bin 方法对测量所得数据进行规格化处理，从而最终得到风力发电机组的功率特性曲线。式（6-21）和式（6-22）给出了规格化后的风速平均值和输出功率平均值的计算方法。

$$v_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} v_{n,i,j} \quad (6-21)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (6-22)$$

式中， $v_i$  为第  $i$  个区间规格化后的平均风速； $v_{n,i,j}$  为第  $i$  个区间数据组  $j$  规格化后的平均风速； $P_i$  为第  $i$  个区间规格化后的平均输出功率； $P_{n,i,j}$  为第  $i$  个区间数据组  $j$  规格化后的平均输出功率； $N_i$  为第  $i$  个区间内 10min 数据组的数目。

根据测试所得到的数据结果，图 6-9 给出了在标准空气密度下风力发电机组功率特性测试的散点图，图 6-10 为标准空气密度条件下风力发电机组的功率特性曲线。

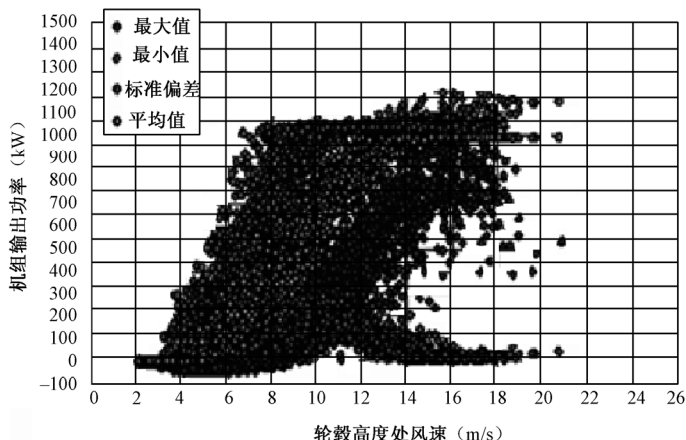


图 6-9 标准空气密度条件下风力发电机组功率特性散点图

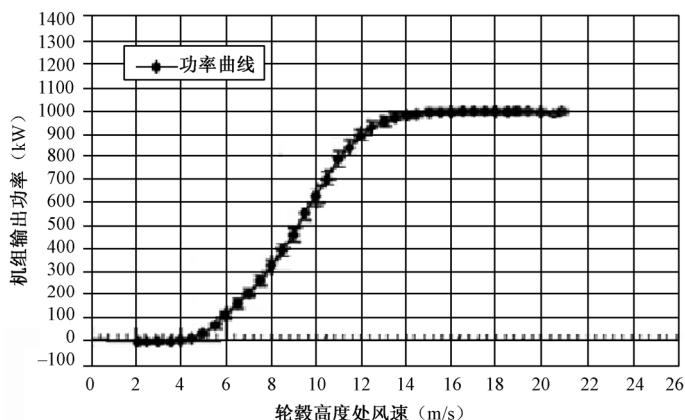


图 6-10 标准空气密度条件下风力发电机组功率特性曲线

## 2. 绘制功率系数曲线

被测风力发电机组的功率系数可以根据以上风速平均值与输出功率平均值，由式 (6-23) 计算得出。

$$C_{p,j} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A v_i^3} \quad (6-23)$$

式中， $C_{p,j}$  为  $\text{bin}_i$  中的功率系数； $v_i$  为折算所得到的在  $\text{bin}_i$  中的平均风速； $P_i$  为折算所得到的在  $\text{bin}_i$  中的功率输出； $A$  为风轮的扫掠面积； $\rho_0$  为标准空气密度。

图 6-11 所示为标准空气密度条件下风力发电机组的功率系数曲线。

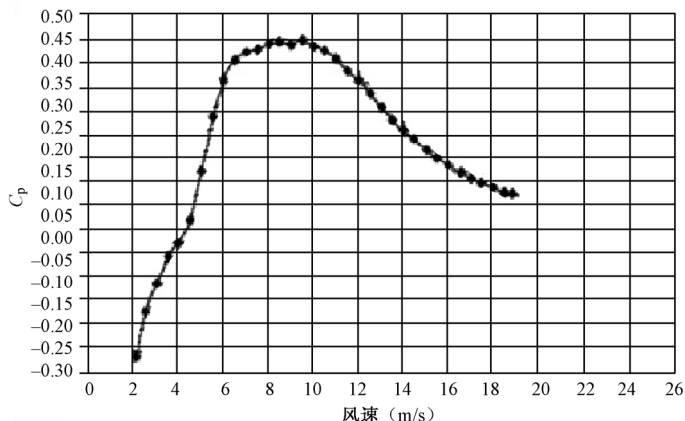


图 6-11 标准空气密度条件下风力发电机组功率系数曲线

### 3. 年发电量的估算

年发电量是利用测量所得到的功率特性曲线和不同的年平均风速分布模型通过计算得到的估算值。在对被测风力发电机组年发电量进行估算时，应采用瑞利分布风速模型进行分析，该风速分布模型与形状系数为 2 时的威布尔风速分布模型等同。

年平均风速满足瑞利分布的风速模型公式为

$$F(v) = 1 - \exp \left[ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{v}{v_{ave}} \right)^2 \right] \quad (6-24)$$

式中， $F(v)$  为风速的瑞利分布函数； $v_{ave}$  为风力机轮毂中心高度处的年平均风速值； $v$  为风速值。

对于年平均风速为 4、5、6、7、8、9、10、11m/s 时的风力发电机组年发电量(AEP)，可根据以下公式计算得出：

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(v_i) - F(v_{i-1})] \left( \frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (6-25)$$

式中，AEP 为年发电量； $N_h$  为一年的小时数，约 8760h； $v_i$  为折算后的在第  $i$  个 bin 的平均风速值； $P_i$  为折算后的在第  $i$  个 bin 的平均功率值。

假设风力发电机组的可利用率为 100%，可利用式（6-25）得到标准空气密度条件下风力发电机组年发电量估算的统计结果。表 6-2 给出了一台 850kW 风力发电机组年发电量估算的统计结果。

表 6-2 一台 850kW 风力发电机组年发电量估算表

| 年发电量估算                        |                    |                       |                    |                    |
|-------------------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|--------------------|
| 标准空气密度 1.225kg/m <sup>3</sup> |                    |                       | 切出风速：25m/s         |                    |
| 轮毂高度年平均<br>风速/（m/s）           | AEP 测量值<br>/（MW·h） | AEP 标准不确定度<br>/（MW·h） | AEP 标准不确定度<br>/（%） | AEP 外推值<br>/（MW·h） |
| 4                             | 543.12             | 80.92                 | 14.9               | 543.12             |
| 5                             | 1025.035           | 112.75                | 11.0               | 1025.038           |
| 6                             | 1712.451           | 150.696               | 8.8                | 1714.472           |
| 7                             | 2505.9             | 180.42                | 7.2                | 2516.72            |
| 8                             | 3044.942           | 185.74                | 6.1                | 3102.381           |
| 9                             | 3621.538           | 191.94                | 5.3                | 3746.716           |
| 10                            | 3943.362           | 185.34                | 4.7                | 4283.362           |
| 11                            | 4426.214           | 185.91                | 4.2                | 4848.305           |

### 6.3 电能质量测试

并网风力发电机组电能质量测试针对与电网三相连接的单台风力发电机组，检测和评估风速不高于 15m/s 时机组所有运行范围内的电能质量特性参数。

并网风力发电机组电能质量的测试分为短期和长期两个阶段进行。短期阶段针对高速数据的采集、分析与处理，包括电压波动、闪变和谐波。长期阶段主要收集与风速相关的风力发电机组有功功率和无功功率的数据。这项测试的要求与 6.2 风力发电机组功率特性测试的要求一致，因此风力发电机组电能质量长期阶段测试将与功率特性测试同时进行，并使用功率特性测试的数据。风力发电机组电能质量长期阶段测试包括风力发电机组额定参数、最大允许功率的验证、最大测量功率和无功功率的测量等。

#### 6.3.1 电压波动与闪变的测试

##### 1. 电压波动与闪变

**1) 电压波动** 电压波动为一系列电压变动或工频电压包络线的周期性变化。电压波动一般视为以工频电压为载波的幅度调制波，可以通过电压调幅波（电压幅值包络线的波形）中两个相邻电压方均根值极值的差值相对额定电压的百分数来表示，即电压波动  $d$  的表达式为

$$d = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_N} \times 100\% \quad (6-26)$$

式中， $U_{\max}$  和  $U_{\min}$  为两个相邻的电压方均根值的极值； $U_N$  为供电线路的额定电压。

风力发电机组接入电网后，并网点电压的正、负偏差的绝对值之和不应超过额定电压的 10%，一般应在额定电压的-3%~7%范围内。风电场在并网点引起的电压波动  $d$ （%）与电压波动频度  $r$ （次/h）的关系应满足表 6-3 的要求。

表 6-3 电压波动限值

| 电压波动频度 $r$ /（次/h）   | 电压波动 $d$ /（%） |
|---------------------|---------------|
| $r \leq 1$          | 3.0           |
| $1 < r \leq 10$     | 2.5           |
| $10 < r \leq 100$   | 1.5           |
| $100 < r \leq 1000$ | 1.0           |

**2) 闪变** 闪变实质上是指白炽灯的照度随着电压波动而变化时，人眼对白炽灯照度变化的一种主观视感，是一种表征电压波动严重程度的指标。通常选用白炽灯



的工况来判断电压波动值是否能够被接受,因为白炽灯对电压波动最为敏感。闪变是电压波动的一种特殊情况,但不能以电压波动来代替闪变。

## 2. 引起闪变的原因

风力发电引起电压波动和闪变的根本原因是并网风力发电机组输出功率的波动。图 6-12 所示为风力发电机组并网等效电路图,其中  $\dot{U}_w$  为风力发电机组出口电压相量;  $\dot{U}_{pcc}$  为风电场并网点电压相量;  $\dot{U}_g$  为电网电压相量;  $R_w$  和  $X_w$  分别为风电场送出线路、变压器及风电场内集电线路的等效电阻和电抗;  $R_g$  和  $X_g$  分别为电网的等效电阻和电抗;  $i$  为线路上流动的电流相量。

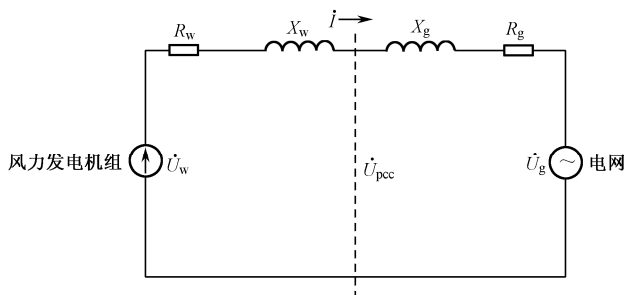


图 6-12 风力发电机组并网等效电路图

如果风力发电机组输出的有功功率和无功功率分别为  $P$  和  $Q$ , 则

$$\dot{U}_g = \dot{U}_w - \frac{P(R_w + R_g) + Q(X_w + X_g)}{\dot{U}_w} - j \frac{P(X_w + X_g) - Q(R_w + R_g)}{\dot{U}_w} \quad (6-27)$$

由式 (6-27) 可以看出, 电网电压  $\dot{U}_g$  一定, 当风力发电机组输出功率波动时, 将会引起风力发电机组输出端电压  $\dot{U}_w$  的波动, 进而引起电网电压  $\dot{U}_g$  的波动。风力发电机组输出电压波动有可能引起可察觉的闪变现象。

导致风力发电机组输出功率波动的原因有很多。由于风的随机性, 风速的变化是重要的因素。此外, 受塔影效应、偏航误差和风剪切等因素的影响, 风力发电机组在叶轮旋转一周的过程中可产生转矩不稳定, 而转矩波动也将造成风力发电机组输出功率的波动, 并且这些波动将随湍流强度的增加而增加。除了风力发电机组在连续运行过程中产生电压波动和闪变外, 风力发电机组启动、停止和发电机切换等切换操作过程中也会产生电压波动和闪变。另外, 风力发电机组所接入系统的网络结构对其引起的电压波动和闪变也具有较大影响。

## 3. IEC 闪变测试原理

闪变通过白炽灯照度的变化来表征电压波动, 由于人对照度变化的感觉无法用仪器直接测量, IEC 根据对大量人群的统计, 得出了人对于不同频率和波形的电压波

动所造成的闪变的敏感程度曲线，并通过数学工具对这一过程进行了模拟，最终形成了闪变测试仪的数学模型。

### 1) 闪变相关术语及其计算方法

(1) 闪变觉察率  $F(\%)$ : 为了了解闪变对人的视觉反应程度，IEC 推荐采用不同波形、频率、幅值的调幅波对工频电压进行调制，利用调制后的电压向 230V、60W 白炽灯供电照明，经观察者抽样调查，得到闪变觉察率  $F(\%)$  的统计公式为

$$F = \frac{C + D}{A + B + C + D} \times 100\% \quad (6-28)$$

式中， $A$  为没有觉察的人数； $B$  为略有觉察的人数； $C$  为有明显觉察的人数； $D$  为不能忍受的人数。

(2) 瞬时闪变视感度  $S(t)$ : 电压波动引起照度波动对人的主观视觉反应称为瞬时闪变视感度。通常以闪变觉察率  $F(\%)$  为 50% 作为瞬时闪变视感度的衡量单位，即  $S=1$  觉察单位。 $S=1$  觉察单位相对应的电压波动值  $d(\%)$ ，是研究闪变的实验依据。

(3) 视感度系数  $k(f)$ : 人脑神经对照度变化需要有最低的记忆时间，高于某一频率的照度波动普通人便觉察不到，这一频率称为停闪频率。根据统计，人的眼和脑对 230V、60W 白炽灯照度波动的闪变觉察频率范围为 1~25Hz。人对照度波动的最大觉察范围不会超过 0.05~35Hz，这两个频率限值均称为截止频率。截止频率的上限值又称停闪频率。

闪变是经过灯—眼—脑环节反映人对照度波动的主观视感。这里引入视感度系数  $k(f)$  便可以更为本质地描述灯—眼—脑环节的频率特性。

IEC 推荐的视感度系数计算公式为

$$k(f) = \frac{S=1 \text{ 觉察单位的 } 8.8\text{Hz 正弦电压波动 } d(\%)}{S=1 \text{ 觉察单位的 } f\text{Hz 正弦电压波动 } d(\%)} \quad (6-29)$$

230V、60W 的白炽灯的视感度系数曲线如图 6-13 所示。

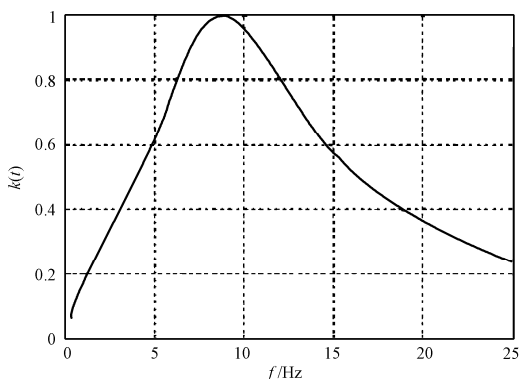


图 6-13 230V、60W 白炽灯的视感度系数曲线

由图 6-13 可以看出,人对闪变较为敏感的频率范围为 6~12Hz,而对正弦调幅波在 8.8Hz 的照度波动最为敏感。

(4) 短时间闪变值  $P_{st}$ : 为了分析与评价电压的波动程度,IEC 61000-4—15 给出了计算短时间闪变值  $P_{st}$  的一般方法。由于电网中的电压波动一般都视为以工频电压为载波的幅度调制波,IEC 标准推荐在 10min 测试时间内,利用平方解调法检测调制信号,通过累积概率函数 CPF 的方法对瞬时闪变视感度  $S(t)$  进行统计分析,最终得出短时间闪变值  $P_{st}$ 。

图 6-14 所示为 10min 时间内电压波动的瞬时闪变视感度  $S(t)$  曲线图。

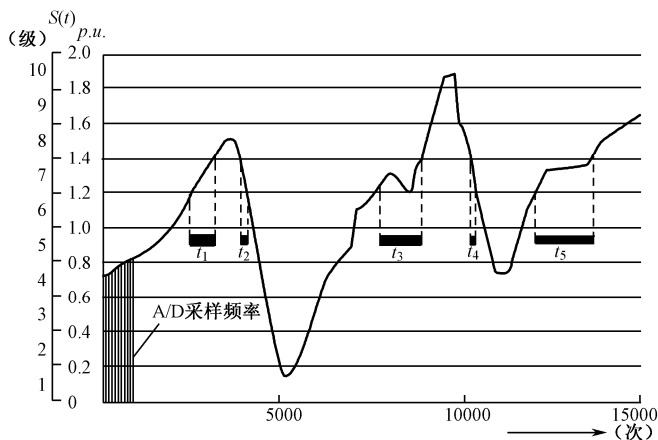


图 6-14 10min 时间内电压波动的瞬时闪变视感度  $S(t)$  曲线

实际闪变测试中,IEC 推荐瞬时闪变视感度  $S(t)$  的分级数应不小于 64 级。瞬时闪变值每级间隔越小分级数越大,作出的 CPF 曲线也越光滑,统计精度也就越高。为了简明起见,图 6-15 中将  $S(t)$  分为 10 级。以第 7 级为例,其中包括 5 个时间段  $t_1 \sim t_5$ ,  $T_7 = \sum_{i=1}^5 t_i$ 。利用统计的方法,将  $S(t)$  曲线图转换为累积概率函数 CPF 曲线图,如图 6-15 所示。

此时,  $CPF_7$  代表  $S$  处于第 7 级的时间  $T_7$  占总观测时间的百分数,相继求出  $CPF_i$  ( $i = 1 \sim 10$ ),最终形成累积概率函数 CPF 曲线图。

由以上累积概率函数 CPF 曲线图,可由式 (6-30) 得出短时间闪变值  $P_{st}$  的计算公式

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \quad (6-30)$$

式中,5 个规定值  $P_{0.1}$ 、 $P_1$ 、 $P_3$ 、 $P_{10}$ 、 $P_{50}$  分别为 CPF 曲线上等于 0.1%、1%、3%、10% 和 50% 时间的瞬时闪变视感度  $S(t)$  的值。

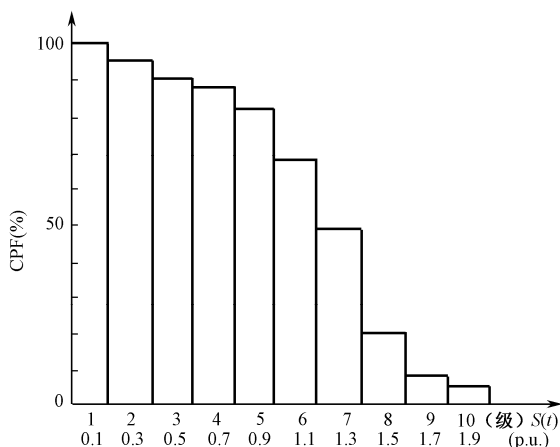


图 6-15  $S(t)$  曲线转换的累积概率函数 CPF 曲线

(5) 长时间闪变值  $P_{lt}$ : 长时间闪变值  $P_{lt}$  是由测量时间段 (规定为 2h) 内短时间闪变值推导得出, 即

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (P_{stj})^3} \quad (6-31)$$

式中,  $n$  为  $P_{lt}$  测量时间段内所包含的  $P_{st}$  个数 ( $n=12$ )。

**2) IEC 推荐的闪变测试仪结构** 1986 年国际电工委员会 (IEC) 根据国际电热协会 (UIE) 的推荐, 给出了闪变仪的测量原理和设计规范。为了实现对并网风力发电机组电能质量的测试与评估, IEC 61400—21 采用国际电工标准 IEC 61000-4—15 提供的闪变值算法计算短时间闪变值, 其原理框图如图 6-16 所示。

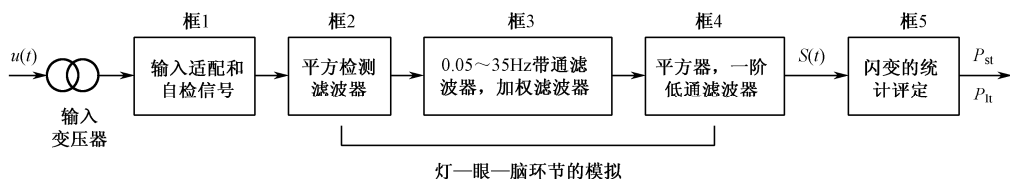


图 6-16 IEC 闪变仪的结构及工作原理

其各部分的原理和功能如下所述。

- 框 1 为输入级, 将输入的被测电压信号调理成适合仪器测量的电压量级, 并能发出标准的调幅波电压作为仪器自检信号
- 框 2~框 4 实现了灯/眼/脑环节的模拟
  - ✧ 框 2 模拟灯的作用, 反映灯光照度变化与电压波动之间的关系, 用平方检波法从工频电压波动中解调出反映电压波动的调幅波

- ◇ 框 3 由带通滤波器和加权滤波器构成, 模拟人眼的频率选择特性。带通滤波器由截止频率为 0.05Hz 的一阶高通滤波器与截止频率为 35Hz 的六阶巴特沃思 (Butterworth) 低通滤波器构成, 实现人眼对照度波动频率觉察范围选择。视觉度加权滤波器用于模拟人的视觉对不同频率电压波动下的照度变化的敏感程度
- ◇ 框 4 由一个平方器和时间常数为 300ms 的一阶低通滤波器构成, 用于模拟灯—眼—脑环节对灯光照度变化的视觉暂态非线性响应和记忆效应。  
框 4 输出的瞬时闪变视感度  $S(t)$  模拟了人的视觉对电压波动的瞬时闪变感觉水平, 反映了电网电压波动引起的闪变程度
- 框 5 对  $S(t)$  值进行恒速采样, 采用积累概率函数 CPF 的方法进行统计分析, 在观测期间内 (10min) 对上述信号进行处理, 由 CPF 曲线获得短时闪变值  $P_{st}$  及长时闪变值  $P_{lt}$

除了 IEC 推荐的闪变仪外, 目前世界上用于检测电压闪变的测试仪还有日本的  $\Delta V_{10}$  闪变仪、英国的 ERA 闪变仪、美国的 Westinghouse 闪变仪及法国 EDF 闪变仪。以上 4 种闪变仪本书不作详细介绍。

#### 4. 电压波动和闪变的危害

传统意义上的电压波动与闪变问题主要是由大容量的具有冲击性功率的负荷引起的, 如变频调速装置、炼钢电弧炉、电气化铁路和大型轧钢机等。随着风能的广泛利用, 大量的风电场接入电力系统。风速的随机变化特性, 以及风力发电机组本身的一些固有特性, 使得风电场在运行过程中可能会引起电网电压波动, 进而可能引起闪变现象。这些随机性、非线性、不平衡冲击性的电源和负载在生产过程中将使得有功功率和无功功率随机地或周期性地大幅度变动, 当其波动电流流过供电线路阻抗时, 将产生变动的压降, 导致同一电网上其他用户电压以相同的频率波动, 危害其他馈电线路用户的电气设备, 严重时会使其他用户无法正常工作。

由于一般的用电设备对电压波动的敏感程度远低于白炽灯, 通常选择人对白炽灯照度波动的主观视感 (即“闪变”) 作为衡量电压波动危害程度的评价指标。电压波动与闪变的危害主要表现在以下 5 个方面。

- 照明灯光闪烁引起人的视觉不适和疲劳
- 电视机亮度变化, 图像摆动, 刺激人的眼睛和大脑
- 电动机转速不均匀, 不仅危害电动机、电器正常运行及寿命, 而且影响产品质量
- 电子仪器、计算机、自动控制设备等工作不正常
- 影响对电压波动较为敏感的工艺或实验结果

#### 5. 闪变的测试方法

风力发电机组电压波动和闪变的测试与评估方法是 IEC 61400—21 标准中的重

要部分。一般来说,风力发电机组引起电网电压波动和闪变的主要原因在于其波动的功率输出。由于风电场一般位于电网末端,并多与配电网直接相连,电网中波动的负载通常会在风力发电机组公共接入点处引起明显的电压波动和闪变,同时电网的结构与特性也会在较大程度上影响风力发电机组电压波动和闪变的测试结果。

为了在风力发电机组公共连接点处获得不受电网条件影响的测试结果,IEC 61400—21 采用了一个无其他电压波动源的虚拟电网来模拟风力发电机组输出的电压,虚拟电网除了风力发电机组外没有其他电压波动源。

**1) 虚拟电网** 虚拟电网可以用一个理想的相电压源  $u_0(t)$  和一个由电阻  $R_{\text{fic}}$  和电感  $L_{\text{fic}}$  串联构成的电网阻抗来表示。设风力发电机组输出瞬时线电流的测量值为  $i_m(t)$ ,风力发电机组输出的相电压瞬时值为  $u_{\text{fic}}$ ,则该虚拟电网的单相电路如图 6-17 所示。

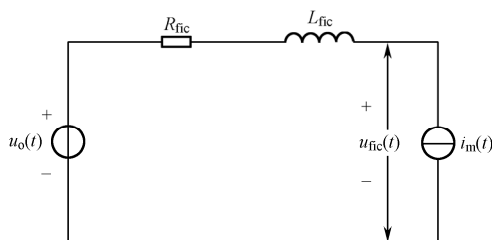


图 6-17 虚拟电网的单相电路

由图 6-17 可见,风力发电机组输出端相电压瞬时值  $u_{\text{fic}}$  的计算公式为

$$u_{\text{fic}}(t) = u_0(t) + R_{\text{fic}} \cdot i_m(t) + L_{\text{fic}} \frac{di_m(t)}{dt} \quad (6-32)$$

式 (6-32) 中的理想相电压源  $u_0(t)$  需要具有如下两个特性。

- 理想电压源的电压应没有任何波动,即电压闪变为 0
- 理想相电压源  $u_0(t)$  的相角应与风力发电机组输出相电压基波分量的相角相同,同时规定  $|u_{\text{fic}}(t) - u_0(t)| \ll |u_0(t)|$

图 6-18 所示为风力发电机组虚拟电网示意图。PCC 为风力发电机组电网公共连接点,  $R_{\text{fic}}$  和  $L_{\text{fic}}$  分别为风电场升压变电站至无穷大电源处的电阻和电感,  $u_0(t)$  为理想相电压源。

理想相电压源  $u_0(t)$  定义为

$$u_0(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \times U_n \sin(\alpha_m(t)) \quad (6-33)$$

式中,  $U_n$  为电网额定电压的有效值;  $\alpha_m(t)$  为风力发电机组输出端电压基波分量相位角,可写成如下形式

$$\alpha_m(t) = 2\pi \int_0^t f(t) dt + \alpha_0 \quad (6-34)$$

式中,  $f(t)$  为风力发电机组输出端电压的频率;  $t$  为当前对风力发电机组输出端电压进行测试所用的总时间;  $\alpha_0$  为测试开始时 ( $t=0$ ), 风力发电机组输出端电压的初始相位角。

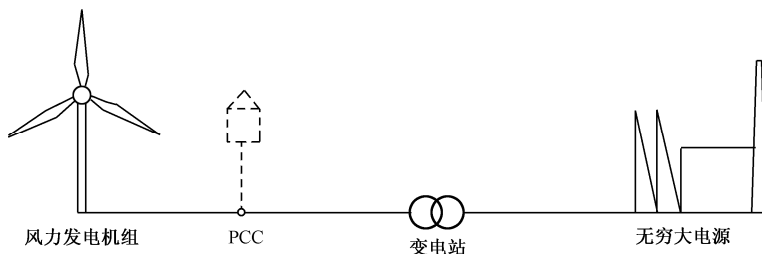


图 6-18 风力发电机组虚拟电网示意图

虚拟电网阻抗角为

$$\tan(\psi_k) = \frac{2\pi \cdot f_g \cdot L_{fic}}{R_{fic}} = \frac{X_{fic}}{R_{fic}} \quad (6-35)$$

式中,  $f_g$  为电网基准频率。

虚拟电网的三相短路容量为

$$S_{k, fic} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R_{fic}^2 + L_{fic}^2}} \quad (6-36)$$

采用虚拟电网来模拟风力发电机组输出端的电压波动和闪变, 避免了电网中其他负载波动对测试结果的影响。由于风力发电机组电压波动和闪变的测试结果很大程度上依赖于电网结构, IEC 61000—4—15 建议虚拟电网三相短路容量  $S_{k, fic}$  与风力发电机组额定视在功率  $S_n$  的比值为 50, 以保证测试结果在统一的度量标准和统一的量程范围内具有较强的可比性。

**2) 风力发电机组闪变测试系统** 在风力发电机组电压波动和闪变的测试中, 需要测试风力发电机组输出端三相瞬时线电流值、三相瞬时相电压值和风力发电机组轮毂高度处 10min 平均风速值。图 6-19 所示为风力发电机组闪变测试系统结构框图。

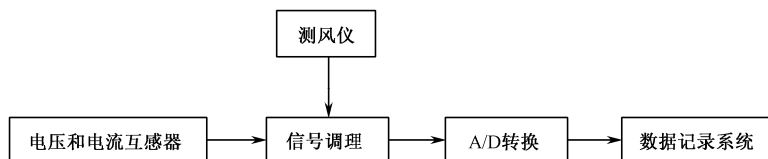


图 6-19 风力发电机组闪变测试系统结构框图

电压和电流互感器的精度至少为 1.0 级，测量截止频率至少为 1500Hz，数量各为 3 个。风速仪安装位置及风速测试方法参见风力发电机组功率特性测试部分。

**3) 风力发电机组闪变测试过程** 考虑到并网风力发电机组运行过程中的不同工况，风力发电机组电压波动和闪变的测试分为连续运行情况和切换运行情况两部分。

(1) 连续运行情况：风力发电机组在连续运行情况下输出端闪变的测试，需要涵盖不同的电网阻抗角  $\Psi_k$  ( $30^\circ$ 、 $50^\circ$ 、 $70^\circ$ 、 $85^\circ$ ) 和满足瑞利分布的 4 种年平均风速分布情况 (6m/s、7.5m/s、8.5m/s、10m/s)，最终分别计算出上述不同情况下连续运行的风力发电机组的闪变系数  $c(\Psi_k, v_a)$ 。图 6-20 所示为连续运行情况下风力发电机组输出端闪变测试程序示意图。

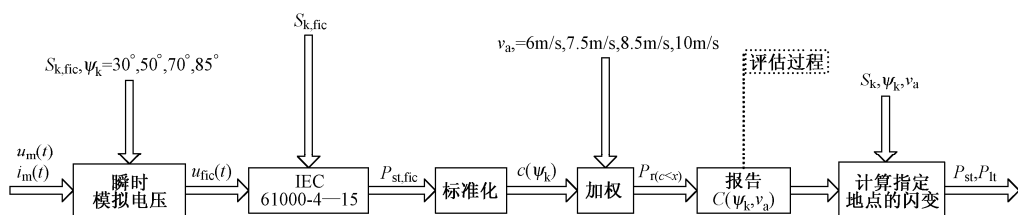


图 6-20 连续运行情况下风力发电机组输出端闪变测试程序示意图

连续运行情况下风力发电机组输出端闪变测试的具体步骤如下所述。

① 测量从切入风速到 15m/s 风速范围内风力发电机组输出端三相瞬时线电流值、三相瞬时相电压值，利用式 (6-32) 计算虚拟电网中风力发电机组输出端电压值  $u_{fic}$ 。

② 在不同电网阻抗角  $\Psi_k$  情况下，根据 IEC 61000—4—15 提供的闪变值算法，计算虚拟电网中风力发电机组短时间闪变值  $P_{st, fic}$ 。

③ 将短时间闪变值  $P_{st, fic}$  标准化，计算闪变系数  $c(\Psi_k)$ 。

$$c(\Psi_k) = P_{st, fic} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (6-37)$$

式中， $S_{k, fic}$  为虚拟电网短路视在功率； $S_n$  为风力发电机组额定视在功率。

④ 在 4 种满足瑞利分布的平均风速分布下，针对不同电网阻抗角  $\Psi_k$ ，对闪变系数进行加权。通过对测得闪变系数修正，使之成为与假定风速分布相关的闪变系数值，得到闪变系数累积概率分布函数  $P_r(r < x)$ 。

$$P_r(r < x) = \frac{\sum_{i=1}^{N_{bin}} \omega_i \cdot N_{m, i, c < x}}{\sum_{i=1}^{N_{bin}} \omega_i \cdot N_{m, i}} \quad (6-38)$$

式中， $\omega_i$  为切入风速到 15m/s 风速之间，每 1m/s 风速 bin 的加权系数； $N_{m, i}$  为第  $i$



个风速 bin 内测试得到闪变系数的个数； $N_{m,i,c \leq x}$  为第  $i$  个风速 bin 内小于或等于  $x$  的闪变系数的个数。

风速 bin 加权系数  $\omega_i$  的计算公式为

$$\omega_i = \frac{f_{y,i}}{f_{m,i}} \quad (6-39)$$

式中， $f_{y,i}$  为第  $i$  个风速 bin 内风速的分布概率，修正风速 bin 内风速的分布模型，使之满足瑞利分布； $f_{m,i}$  为第  $i$  个风速 bin 内测得闪变系数出现的实际频率。

第  $i$  个风速 bin 内风速的分布概率  $f_{y,i}$  的计算公式为

$$\begin{aligned} f_{y,i} &= P(v_i - 0.5 < v < v_i + 0.5) \\ &= F(v_i + 0.5) - F(v_i - 0.5) \\ &= \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_i - 0.5}{v_a}\right)^2\right) - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_i + 0.5}{v_a}\right)^2\right) \end{aligned} \quad (6-40)$$

式中， $v_i$  为第  $i$  个风速 bin 的中值； $v_a$  为满足瑞利分布的年平均风速值。

其中， $F(v)$  为风速的累积瑞利概率分布函数，是一种常用拟合风速年平均分布的概率分布。

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_a}\right)^2\right) \quad (6-41)$$

式中， $v$  为风力发电机组轮毂高度处的风速； $v_a$  为风力发电机组轮毂高度处年平均风速。

第  $i$  个风速 bin 内测得闪变系数出现频率  $f_{m,i}$  的计算公式为

$$f_{m,i} = \frac{N_{m,i}}{N_m} \quad (6-42)$$

式中， $N_{m,i}$  为第  $i$  个风速 bin 内测试得到闪变系数的个数； $N_m$  为测试得到闪变系数总的个数。

⑤ 在闪变系数累积概率分布函数  $P_r(r < x)$  中，取分布概率为 0.99 所对应的分位数，即得到电网阻抗角为  $\Psi_k$ 、年平均风速为  $v_a$  的闪变系数  $c(\Psi_k, v_a)$ 。

长时间闪变值  $P_{lt, fic}$  可以由 12 个连续短时间闪变值立方平均值的立方根计算出。一般认为，风力发电机组的闪变是风速的函数，而风的状态一般很可能持续 2h，所以 12 个连续的短时间闪变值很可能相等。因此，连续运行情况下风力发电机组输出端的短时间闪变值  $P_{st, fic}$  与长时间闪变值  $P_{lt, fic}$  近似相等。

(2) 切换运行情况：风力发电机组在切换操作情况下输出端闪变的测试可分为切入风速时起动、额定风速时起动和最差条件下切换（仅适用于多台发电机或多绕组发电机的风力发电机组）3 种情况。

对于以上 3 种切换操作，都需要在测试前确定风力发电机组 10min 时间切换运行的最多次数  $N_{10}$  和风力发电机组 2h 时间切换运行的最多次数  $N_{120}$ 。测量风力发电机组输出端三相瞬时线电流值和三相瞬时相电压值，将测试结果输入具有不同电网阻抗角  $\Psi_k$  ( $30^\circ$ 、 $50^\circ$ 、 $70^\circ$ 、 $85^\circ$ ) 的虚拟电网上进行模拟分析，最终分别计算出风力发电机组在切换操作情况下的闪变阶跃系数  $k_f(\Psi_k)$  和电压变化系数  $k_u(\Psi_k)$ 。

测量时间  $T_p$  应足够长，以减少机组切换操作对测试结果带来的瞬态影响。同时，每种工况均测量 5 次，以保证测试结果的全面性与准确性。图 6-21 所示为切换操作情况下风力发电机组输出端闪变测试程序示意图。

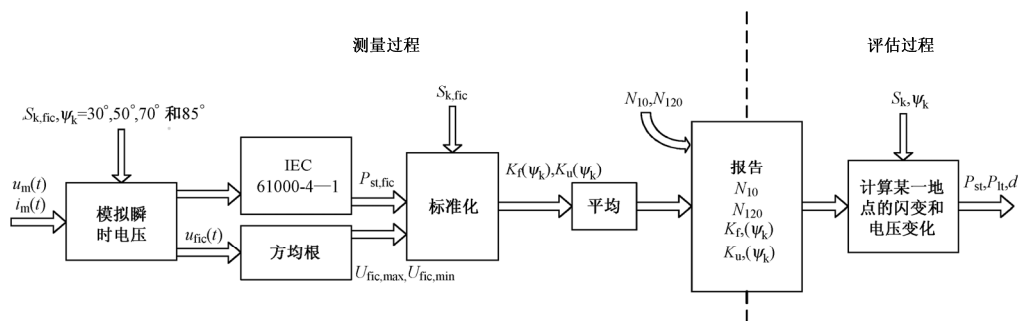


图 6-21 切换操作情况下风力发电机组输出端闪变测试程序示意图

切换操作情况下风力发电机组输出端闪变测试具体步骤如下所述。

① 针对风力发电机组不同切换模式，在规定风速下，测量风力发电机组输出端三相瞬时线电流值、三相瞬时相电压值。利用式 (6-32)，计算虚拟电网中风力发电机组输出端电压值  $u_{fic}$ 。

② 利用方均根算法，得出每组测试结果中最大均方根值  $U_{fic, max}$  和最小方均根值  $U_{fic, min}$ 。

③ 针对不同电网阻抗角  $\Psi_k$  ( $30^\circ$ 、 $50^\circ$ 、 $70^\circ$ 、 $85^\circ$ )，根据 IEC 61000-4-15 提供的闪变值算法，分别计算虚拟电网中风力发电机组短时间闪变值  $P_{st, fic}$ 。

④ 将  $P_{st, fic}$  标准化，得到风力发电机组在切换操作情况下的闪变阶跃系数  $k_f(\Psi_k)$ 。

闪变阶跃系数  $k_f(\Psi_k)$  的计算公式为

$$k_f(\Psi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \cdot P_{st, fic} \cdot T_p^{0.31} \quad (6-43)$$

式中， $T_p$  为测量时间。

⑤ 由最大方均根值  $U_{fic, max}$  和最小方均根值  $U_{fic, min}$ ，得到风力发电机组在切换操作情况下的电压波动率  $k_u(\Psi_k)$ 。

电压波动率  $k_u(\Psi_k)$  的计算公式为

$$k_u(\Psi_k) = \sqrt{3} \cdot \frac{U_{\text{fic,max}} - U_{\text{fic,min}}}{U_n} \cdot \frac{S_{k,\text{fic}}}{S_n} \quad (6-44)$$

⑥ 对上述闪变阶跃系数  $k_f(\Psi_k)$  和电压波动率  $k_u(\Psi_k)$  的计算结果分别取平均值, 即可得到风力发电机组在切换操作情况下的闪变测试结果。

## 6. 风力发电机组闪变的评估方法

为了有效评价风力发电机组输出电能质量及优化电网结构配置, 需要对上述风力发电机组闪变测试结果进行评估。IEC 61000-3—7 标准给出了评估中压和高压设备的闪变极限与最大允许电压波动的推荐方法, 通过将测试结果与电压波动和闪变限定值进行对比, 确保电网公共连接点处由风电产生的电压波动和闪变满足相关国家标准要求。

连续运行状态下, 风力发电机组所产生的闪变按式 (6-45) 进行测算, 其闪变系数取累积概率分布函数  $P_r(r < x)$  分布概率为 0.99 所对应的分位数。

$$P_{\text{st}} = P_{\text{lt}} = c(\Psi_k, v_a) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (6-45)$$

式中,  $c(\Psi_k, v_a)$  为风力发电机组轮毂中心高度处年平均风速  $v_a$  和电网连接点处电网阻抗角为  $\Psi_k$  时, 风力发电机组的闪变系数;  $S_n$  为风力发电机组的额定视在功率;  $S_k$  为电网连接点处电网短路视在功率。

当电网连接点处有多台风力发电机组时, 其闪变值需要利用式 (6-46) 进行计算。

$$P_{\text{st}\Sigma} = P_{\text{lt}\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{\text{wt}}} (c_i(\Psi_k, v_a) \cdot S_{n,i})^2} \quad (6-46)$$

式中,  $c_i(\Psi_k, v_a)$  为单台风力发电机组的闪变系数;  $S_{n,i}$  为单台风力发电机组的额定视在功率;  $N_{\text{wt}}$  为电网连接点处风力发电机组的数目。

切换操作状态下, 单台风力发电机组的短时闪变值和长时闪变值可以利用式 (6-47) 和式 (6-48) 进行计算。

$$P_{\text{st}} = 18 \cdot N_{10}^{0.31} \cdot k_f(\Psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (6-47)$$

$$P_{\text{lt}} = 8 \cdot N_{120}^{0.31} \cdot k_f(\Psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (6-48)$$

式中,  $k_f(\Psi_k)$  为电网连接点处电网阻抗角为  $\Psi_k$  时风力发电机组的闪变阶跃系数。

如果电网连接点处接入多台风力发电机组, 其闪变值可以利用式 (6-49) 和式 (6-50) 进行计算。

$$P_{\text{st}\Sigma} = \frac{18}{S_k} \cdot \left[ \sum_{i=1}^{N_{\text{wt}}} N_{10,i} \cdot (k_{f,i}(\Psi_k) \cdot S_{n,i})^{3.2} \right]^{0.31} \quad (6-49)$$

$$P_{t\Sigma} = \frac{8}{S_k} \cdot \left[ \sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120,i} \cdot (k_{f,i}(\Psi_k) \cdot S_{n,i})^{3.2} \right]^{0.31} \quad (6-50)$$

式中,  $N_{10,i}$  和  $N_{120,i}$  为单台风力发电机组 10min 和 120min 内的切换次数;  $k_{f,i}(\Psi_k)$  为单台风力发电机组的闪变阶跃系数;  $S_{n,i}$  单台风力发电机组的额定视在功率。

对于单台风力发电机组, 其切换操作条件下的相对电压波动可以按式 (6-51) 进行计算。

$$d = 100 \cdot k_u(\Psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (6-51)$$

式中,  $d$  为相对电压波动;  $k_u(\Psi_k)$  为风力发电机组在电网连接点处电网阻抗角为  $\Psi_k$  时的电压波动率。

对于电网连接点处接入多台风力发电机组的情况, 同一时间不可能出现两台风力发电机组同时进行切换操作。因此, 评估多台风力发电机组引起的电压波动不需要考虑累积影响。

## 6.3.2 谐波的测试

### 1. 谐波的基本概念

谐波是一个周期电气量的正弦波分量, 其频率为基波频率的整数倍。理想情况下, 电网中交流电压和交流电流呈正弦波形。当正弦电压施加到非线性电路上时, 电流就变为非正弦波。非正弦电流在电网阻抗上产生压降, 也会使电压波形变为非正弦波。对于周期为  $T=2\pi/\omega$  的非正弦电压  $u(\omega t)$ , 可以利用傅里叶级数展开成恒定分量与一系列不同频率正弦分量的合成, 在 2.3 节中, 对此已经作了详细介绍, 今将傅里叶展开式重写如下:

$$u(\omega t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos n\omega t + b_n \sin n\omega t) \quad (6-52)$$

式中,  $a_0 = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} u(\omega t) d(\omega t)$ ;  $a_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} u(\omega t) \cos n\omega t d(\omega t)$ ;

$$b_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} u(\omega t) \sin n\omega t d(\omega t) \quad (n=1, 2, 3, \dots)$$

或

$$u(\omega t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} c_n \sin(n\omega t + \varphi_n) \quad (6-53)$$

式中,  $c_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2}$ ;  $\varphi_n = \arctan(a_n/b_n)$ ;  $a_n = c_n \sin \varphi_n$ ;  $b_n = c_n \cos \varphi_n$ 。

在式 (6-52) 和式 (6-53) 的傅里叶级数中, 频率为  $1/T$  的分量称为基波, 频率为整数倍基波频率的分量称为谐波, 谐波次数为谐波频率与基波频率的整数比。

第  $h$  次谐波电压含有率可以由  $HRU_h$  来表示, 即

$$\text{HRU}_h = \frac{U_h}{U_1} \times 100\% \quad (6-54)$$

式中,  $U_h$  为第  $h$  次谐波电压 (方均根值);  $U_1$  为基波电压 (方均根值)。

第  $h$  次谐波电流含有率可以由  $\text{HRI}_h$  来表示, 即

$$\text{HRI}_h = \frac{I_h}{I_1} \times 100\% \quad (6-55)$$

式中,  $I_h$  为第  $h$  次谐波电流 (方均根值);  $I_1$  为基波电流 (方均根值)。

谐波电压含量  $U_H$  和谐波电流含量  $I_H$  可以分别表示为

$$U_H = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2} \quad (6-56)$$

$$I_H = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2} \quad (6-57)$$

电压总谐波畸变率  $\text{THD}_u$  和电流总谐波畸变率  $\text{THD}_i$  可以分别表示为

$$\text{THD}_u = \frac{U_H}{U_1} \times 100\% \quad (6-58)$$

$$\text{THD}_i = \frac{I_H}{I_1} \times 100\% \quad (6-59)$$

除了以上所介绍的谐波外, 实际电网中还存在着频率与基波频率不成整数倍关系的间谐波。频率低于基波频率的间谐波很可能会引起可察觉的电压闪变, 只要间谐波频率接近谐波频率或基波频率, 闪变就会发生。如果某一信号中的间谐波频率为  $f_1$ , 则该信号波形的包络线就会以  $f_m$  的频率波动, 即

$$f_m = |f_1 - f_k| \quad (6-60)$$

式中,  $f_k$  为与间谐波频率;  $f_1$  为与间谐波接近的基波频率或谐波频率。

## 2. 谐波的危害

电网的谐波污染、功率因数降低和电磁干扰被称为威胁电力系统的三大电力公害。谐波对公用电网及其他系统的危害大致可以分为以下 6 个方面。

- 谐波引起公用电网网络损耗, 降低了发电、输电、配电及用电设备的效率
- 谐波影响各种电气设备的正常工作。谐波主要会引起电动机产生附加损耗, 从而产生附加温升, 同时还可能使电动机产生机械振动、噪声和谐波过电压。谐波使电力电容器、变压器及电力电缆过载运行, 产生过热、振动和异常声响等现象, 缩短使用寿命
- 谐波可能引发谐振现象, 导致电容器、互感器等因过电压或过电流而损坏
- 谐波会导致电力系统中继保护装置和自动化装置拒动或误动作, 使其动作失去选择性, 降低了装置的可靠性, 从而严重威胁电力系统的安全稳定运行

- 谐波还会影响电力计量装置的准确性。由于电能表是在正弦波条件下校准的，如果电网中存在谐波，电能表将产生测量误差，从而使得电能表读数与实际所用负荷数不符，给电网公司造成经济损失
- 谐波会对邻近的通信系统产生干扰，轻则产生噪声，降低通信质量，重则导致信息丢失，使通信系统无法正常工作

### 3. 谐波的检测方法

为了改善电力系统的供电质量，需要对电网的谐波畸变情况进行检测，通过对相关测试数据进行合理分析，以及采取有效的谐波抑制手段，保证电网的谐波水平稳定在合适的范围内。根据测试原理的不同，常见的谐波检测方法主要有以下 3 种。

**1) 模拟滤波器谐波检测法** 早期的谐波检测装置是采用模拟滤波器来实现的。其原理是将被测信号送入一组并行连接的带通滤波器，滤波器的中心频率  $f_1 \sim f_n$  是固定的，为工频 50Hz 的整数倍，分别对滤波器输出信号进行数据采集和处理，最后通过显示装置实时显示被测量的谐波成分及含量。该方法的优点是电路结构简单，造价低，输出阻抗低。然而，由于滤波器的中心频率对元器件的参数十分敏感，且易受外界环境因素影响，因此难以获得较为理想的信号幅频和相频特性。图 6-22 所示为模拟滤波器谐波检测装置系统结构框图。

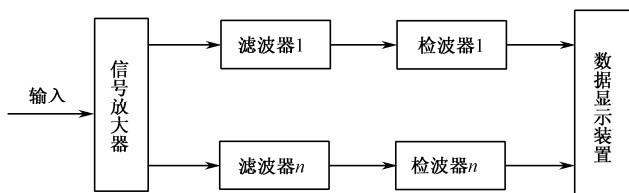


图 6-22 模拟滤波器谐波检测装置系统结构框图

**2) 快速傅里叶变换谐波检测方法** 利用快速傅里叶变换算法测量电力系统中各次谐波信号的幅值、相位和频率是目前应用较为广泛的谐波检测方法。该方法具有检测精度高、实现简单及使用方便等优点，在频谱分析和谐波检测两个方面得到了广泛的应用。快速傅里叶变换谐波检测方法的缺点是计算量较大，测量的实时性不够好；对非整数次谐波的检测容易产生频谱泄漏和栅栏现象，从而导致该方法对间谐波相关参数的检测无法满足测量精度要求。

**3) 瞬时无功功率理论谐波检测法** 1983 年，日本学者 H.Akagi 等提出了瞬时无功功率理论。它的基本原理是将三相坐标中的电流和电压转换到两相坐标中，接着在两相坐标系中计算瞬时有功功率和无功功率，最后根据计算得到的瞬时有功电流和无功电流来计算出三相电路中的谐波电流和无功电流。瞬时无功功率理论谐波检测法测量电路比较简单，具有良好的实时性；其缺点是仪器结构复杂，造价高。

除此之外，谐波的检测方法还有基于小波理论谐波检测法、基于神经网络谐波检测法和自适应谐波检测法等。

4. 风力发电机组谐波的测试与评估方法

1) 风力发电机组的谐波测试方法 风力发电机组谐波的测试应与风力发电机组闪变的测试同时进行，采用较高的采样速率对数据进行采集，从而获得 10min 数据结果。图 6-23 所示为某 850kW 双馈式风力发电机组谐波电流的现场实测结果。

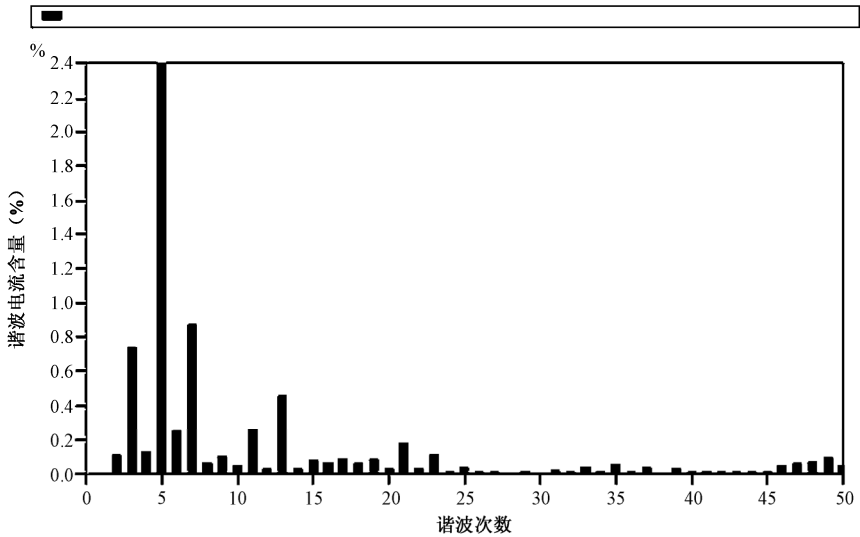


图 6-23 某 850kW 双馈式风力发电机组各次谐波电流含量

从图 6-23 中可以看出，该风力发电机组 5 次谐波电流较大，5 次谐波电流含有率为 2.4%。

2) 风力发电机组的谐波评估方法 近几十年来，电力系统谐波问题在世界范围内得到了十分广泛的关注，国际电工委员会（IEC）、国际大电网会议（CIGRE）、国际供电会议（CIRED）、美国电气电子工程师学会（IEEE）及欧洲电工标准委员会（CENELEC）等国际性学术组织，都相继成立了专门的谐波工作组，致力于谐波的检测与治理方法的研究，并制定了相关的谐波限制标准。

为了有效地对电网谐波进行限制，我国也于 1993 年颁布了谐波国家标准 GB/T 14549—93 《电能质量 公用电网谐波》。该标准适用于频率为 50Hz、标称电压 110kV 及以下的公用电网，其目的是把公用电网的谐波控制在允许的范围

内，以确保电网的电能质量，防止谐波对电网和用户各种电气设备造成危害。

风力发电机组谐波的评估主要依据国家标准 GB/T 14549—93《电能质量 公用电网谐波》，表 6-4 给出公用电网谐波电压限值。

表 6-4 公用电网谐波电压限值

| 电网标称电压/kV | 电网电压总谐波畸变率/% | 奇次谐波电压含有率/% | 偶次谐波电压含有率/% |
|-----------|--------------|-------------|-------------|
| 0.38      | 5.0          | 4.0         | 2.0         |
| 6~10      | 4.0          | 3.2         | 1.6         |
| 35        | 3.0          | 2.4         | 1.2         |
| 110       | 2.0          | 1.6         | 0.8         |

对于并网型恒速恒频风力发电机组，其波形的不规则度应满足 IEC 60034—1 标准的要求；对于并网型变速恒频风力发电机组，其谐波允许值应符合 IEC 61000-3—6 标准的规定。IEC 61000-3—6 标准给出了负荷引起的电流总谐波畸变的导则，可按照式(6-61)推算风力发电机组在电网连接点处产生的谐波电流

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left( \frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\beta}$$

(6-61)

式中， $N_{wt}$  为电网连接点处风力发电机组的数目； $I_{h\Sigma}$  为电网连接点处第  $h$  次谐波电流畸变； $n_i$  为第  $i$  台风力发电机组变压器的变压系数； $I_{h,i}$  为第  $i$  台风力发电机组第  $h$  次谐波电流畸变； $\beta$  为指数，参见表 6-5。

表 6-5  $\beta$  指数参数（IEC 61000-3—6）

| 谐波次数               | $\beta$ |
|--------------------|---------|
| $h < 5$            | 1.0     |
| $5 \leq h \leq 10$ | 1.4     |
| $h > 10$           | 2.0     |

6.3.3 其他电能质量参数的测试

国标 GB/T 20320—2006 和 IEC 61400—21：2001 标准给出了风力发电机组电能质量测试项目的详细介绍。风力发电机组的电能质量测试主要是基于 10min 测试数据进行的，除了以上闪变和谐波的测试外，还需要对风力发电机组的额定数据、最大允许功率  $P_{mc}$ 、200ms 平均有功功率  $P_{0.2}$ 、1min 平均有功功率  $P_{60}$  和风力发电机组输出无功功率等进行测试。这些特征参数的测试应与功率特性测试同时进行。

在测试设备及测试条件允许的情况下，为了较为全面地评价风力发电机组的电能质量，还需要对风力发电机组的频率偏差、电压偏差、电压瞬变及三相不平衡度等进行测试，通过对相关测试数据的分析与处理，最终完成风力发电机组电能质量的测试。



## 6.4 风力发电机组载荷测试

### 6.4.1 风力发电机组的载荷

风力发电机组运行时的载荷情况十分复杂,所承受的载荷可分为气动载荷、重力载荷、惯性载荷和运行载荷等,其载荷性质往往表现为周期性和随机性。例如,风轮转动过程中将产生周期性的载荷,如重力载荷、塔影及风剪切等;风湍流、电网故障及风机的起停等情况将产生随机性的载荷。在对风力发电机组载荷情况进行分析的过程中,需要根据不同的外部条件与风机不同的工作状态进行处理。下面对风力发电机组各主要机械部件所承受载荷的情况作简要说明。

#### 1. 叶片的载荷

**1) 气动载荷** 在旋转过程中,风轮平面受到周期性与随机性的气动载荷。叶片所承受的气动载荷情况是复杂的,其中包括偏航气流、主轴倾斜效应、风切变、塔影效应、尾流效应和湍流等因素。

**2) 重力载荷** 重力载荷使得叶片产生摆振方向的弯矩,它随着叶片方位角的变化呈现周期性变化,是叶片的主要疲劳载荷。

**3) 惯性载荷** 叶片的惯性载荷主要包括离心力载荷、回转载荷和刹车载荷。

(1) 离心力载荷:因风轮旋转而产生的作用在叶片上的离心力总是沿叶片向外的,当作用在叶片上的挥舞方向弯矩使柔性叶片偏离风轮旋转平面时,叶片上的离心力在挥舞方向产生的弯矩可以减小叶片的偏离。

(2) 回转载荷:当风轮旋转并同时作偏航运动时,叶片上受到了垂直于风轮旋转平面的回转载荷的作用。

(3) 运行载荷:机械刹车或变桨将使得叶片上产生弯曲力矩。

#### 2. 轮毂的载荷

风轮轮毂的载荷包括转矩、轴向力、偏航力矩和俯仰力等。大型风力发电机组的风轮轮毂都设置在整流罩内,因此作用在轮毂上的载荷主要是由叶片的载荷传递到轮毂上。转矩是风轮轴功率的来源,它由叶片摆振力矩合成产生,与叶片挥舞力矩一样随叶片的方位角变化。轴向力(推力)主要由叶片挥舞方向剪力合成而成。偏航力矩和俯仰力矩是由于风力机运行时风轮叶片不对称,叶片在不同方位角时受到不均匀的载荷,以及风轮偏航运动和风轮倾角等影响而产生的。

#### 3. 主轴的载荷

主轴上的载荷主要是由轮毂上的载荷传递的。它包括转矩、水平方向弯矩和垂直方向弯矩。主轴上的转矩与轮毂上的转矩相等;主轴上的水平方向弯矩与轮毂(风

轮)上的偏航力矩相等;主轴上的垂直方向弯矩由轮毂(风轮)上的俯仰力矩与风轮系统的重力矩合成产生。

除此之外,还有机械刹车时在主轴上产生的摩擦力载荷,以及风力发电机组并网与切网情况下在主轴上产生的冲击载荷等。

#### 4. 机舱的载荷

机舱的载荷应包括作用在机舱罩上的气动载荷和作用在机舱底座上的载荷。

#### 5. 偏航系统的载荷

偏航系统的载荷主要是从机舱传递过来的,其中包括偏航力矩、俯仰力矩、轴向力、侧向力和重力。此外,还应包括风力发电机组偏航运动时的运行载荷等。

#### 6. 塔架的载荷

塔架是风力发电机组最重要的承载部件。塔架载荷除了来自于风轮、偏航和机舱等传递来的载荷外,还包括塔架气动载荷和塔架重力载荷。归纳起来,塔架载荷应包括塔架扭矩、塔架轴向弯矩和侧向弯矩等。

### 6.4.2 载荷的测试原理与方法

载荷传感器是一种直接或间接测量某一系统或部件承受载荷的装置。典型的载荷传感器包括应变计电桥,压电传感器,加速度传感器和应变片传感器等。风力发电机组载荷测试一般采用电阻应变片作为测试仪器的传感器。在利用应变片进行风力发电机组载荷测试时,应特别注意避免导线温度的影响和交叉敏感,为此需要进行适当的温度补偿。

#### 1. 电阻应变片结构及工作原理

电阻应变片简称应变计(Strain Gauge),是一种能将应变量转换成电阻变化量的敏感元件。电阻应变片是基于金属的应变效应工作的。

由欧姆定理可知,金属丝的电阻计算公式为

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad (6-62)$$

由式(6-62)可知,金属丝电阻与材料的电阻率 $\rho$ 及其几何尺寸(长度 $L$ 和截面积 $S$ )有关。

金属丝在承受机械变形的过程中,其电阻率、长度和截面积都要发生变化,因而引起金属丝电阻的变化。金属丝的电阻随着它的机械变形(拉伸或压缩)而发生相应变化的现象称为金属的电阻应变效应。

电阻应变片主要是由敏感栅、基底、引线及覆盖层等部分组成的。敏感栅是把结构应变转换为电阻变化的敏感元件;基底材料用于支撑敏感栅,使它保持一定的几何形状并使敏感栅与被粘试件之间具有良好的电绝缘;覆盖层用于保护敏感栅避

免受外界的机械损伤,并防止环境温度、湿度的侵扰;引出线则是连接敏感栅与测量仪器,把应变计的电信号送到仪器内。应变计的各组成元件的性能将直接影响电阻应变计的各项特性。图 6-24 所示为电阻应变计的结构示意图。

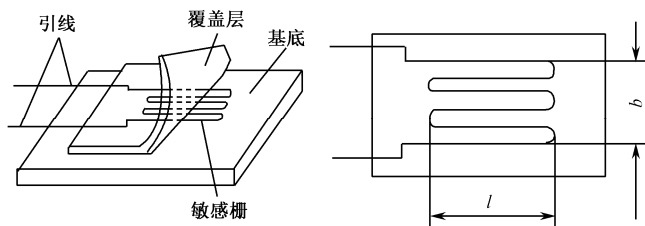


图 6-24 电阻应变计的结构示意图

应变片分为丝式和箔式两大类,如图 6-25 和图 6-26 所示。丝绕式应变片是用 0.003~0.01mm 的合金丝绕成栅状制成的;箔式应变片则是用 0.003~0.01mm 厚的箔材经化学腐蚀制成栅状的,其主体敏感栅实际上是一个电阻。

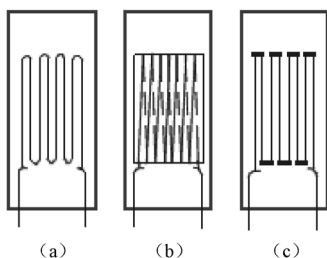


图 6-25 丝绕式应变片

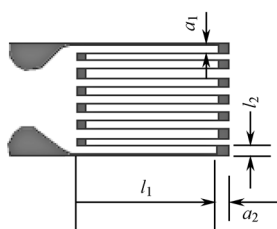


图 6-26 箔式应变片

金属丝的电阻随机械变形而发生变化的现象称为应变—电性能。电阻应变片在感受构件产生应变时,其电阻同时发生变化。实验表明,构件被测量部位的应变  $\Delta l/l$  与电阻变化率  $\Delta R/R$  在很大范围内具有很好的线性关系,即

$$\frac{\Delta R}{R} = K \cdot \frac{\Delta l}{l} \quad (6-63)$$

式中,  $K$  为电阻应变片的灵敏系数。

用应变片测量应变或应力时,将应变片粘贴于被测对象上,在外力的作用下,被测对象发生微小的机械变形,粘贴在其表面上的应变片也随其发生相同的变化,因而应变片的电阻也发生相应的变化。利用应变检测仪器测量出应变片的电阻值变化  $\Delta R$ ,则根据式 (6-63) 得到被测对象的应变值  $\varepsilon$ ,利用以下应力—应变关系公式即可得到被测构件的应力值  $\sigma$ 。

$$\sigma = E \cdot \varepsilon \quad (6-64)$$

式中,  $E$  为试件材料的弹性模量;  $\varepsilon$  为试件的机械应变值。

## 2. 应变电桥

应变片可以将应变转换为电阻的变化，由于电阻的变化在数值上是很小的，因此必须采用高精度的测量电路，将其转化为电压的变化。实际工程中，应变测试通常采用电桥测量电路。这种测量电路不仅测量的准确度高，而且可以进行温度补偿。

按照激励电源的性质，可以将应变电桥分为直流电桥和交流电桥。利用直流电源作为激励源的电桥称为直流电桥，利用交流电源作为激励源的电桥则称为交流电桥。

**1) 直流电桥** 最常见的直流电桥就是直流单臂电桥（惠斯登电桥），如图 6-27 所示。 $R_1$ 、 $R_2$ 、 $R_3$ 、 $R_4$  四个电阻依次接在 A、B、C、D 之间，构成电桥的 4 个桥臂。电桥的对角 AC 接电压为  $E$  的直流激励源，对角 BD 为电桥的输出端，其输出电压为  $U_{DB}$ 。

当桥臂的 4 个电阻  $R_1=R_2=R_3=R_4$  时，称为等臂电桥，此时  $U_{DB}=0$ 。设  $R_1$  为工作片（即该应变片粘贴于试件上），当试件变形后，工作片电阻将由  $R_1$  变为  $R_1+\Delta R$ ，可以证明  $U_{DB}$  与试件的机械应变值之间的关系为

$$U_{DB} = E \cdot \frac{\Delta R}{4R} = \frac{E}{4} K \cdot \varepsilon \quad (6-65)$$

式中， $K$  为应变片的灵敏度； $\varepsilon$  为应变片的应变值。

**2) 交流电桥** 交流电桥的一般形式如图 6-28 所示，电桥的 4 个桥臂可为电阻、电感或电容。因此，电桥的 4 个桥臂可以用阻抗  $Z_1$ 、 $Z_2$ 、 $Z_3$ 、 $Z_4$  表示。

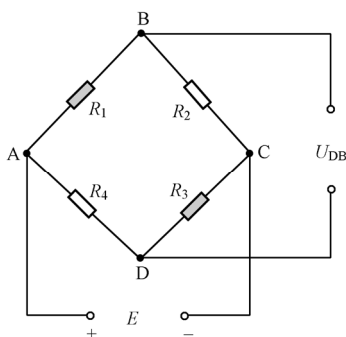


图 6-27 直流单臂电桥（惠斯登电桥）

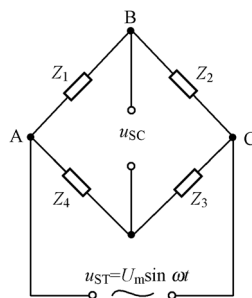


图 6-28 交流电桥

交流电桥的激励源  $u_{ST}$  可由式（6-66）表示

$$u_{ST} = U_m \sin \omega t \quad (6-66)$$

若交流电桥为等臂电桥时，按照直流电桥的推导方法，同样可导出交流电桥的输出电压为

$$u_{SC} = \frac{\Delta R}{4R} \cdot U_m \sin \omega t \quad (6-67)$$

### 3. 电桥的标定

通常情况下,应变测试仪是根据电标定来确定应变片的应变值的。由式(6-65)可知,当应变片发生形变,其阻值将发生 $\Delta R = K\epsilon R$ 的变化。为了模拟这种变化,可以在应变片 $R$ 上并联一个大阻值的精密电阻 $R_p$ 。使得通过在电桥桥臂上并联大阻值的电阻,实现对应变片应变与应变片阻值变化的模拟,这种电桥的标定方法称为电标定。图6-29所示为德国WINDTEST公司的电桥标定仪,电桥标定仪的表盘上给出不同的并联电阻值。通过计算可知,不同的并联电阻值将对应不同的试件应变值,将电桥标定仪并联接入电桥,从而实现对应变测试仪的标定。



图 6-29 电桥标定仪

### 4. 电阻应变片的粘贴

粘贴应变片是应变测试中的一个重要环节,它直接影响测量精度。电阻应变片的粘贴步骤如下所述。

(1) 粘贴应变片时,为了使应变片牢固地粘贴在试件表面上,必须保证被测物体表面的清洁、平整、光滑、无油污、无锈迹。

(2) 用画笔在试件表面画出定位线,保证应变片粘贴位置准确无误。

(3) 在处理好的粘贴位置上和应变片基底上,各涂抹一层薄薄的粘结剂,稍待一段时间,然后将应变片粘贴到预定位置上。然后在应变片上面放一层玻璃纸或一层透明的塑料薄膜,用手滚压并挤出多余的粘结剂,使粘结剂层的厚度尽量薄。

(4) 对粘贴好的应变片,依粘结剂的固化要求进行固化处理。

(5) 将粘贴好的应变片引出线与测量用导线焊接在一起,为了防止电阻丝和引出线被拉断,用胶布将导线固定于试件表面,但固定时要考虑引出线有呈弯曲形的余量以及引线与试件之间有良好的绝缘。

(6) 应变片粘贴并固化好后,需要进行防潮处理,以免潮湿引起粘合强度降低,影响测试精度。简单的方法是在应变片上涂一层中性凡士林。如果测试时间相对较长,推荐将石蜡或蜂蜡熔化后涂在应变片表面上,可达到长时间防潮的效果。

### 5. 电阻应变片温度漂移及温度补偿方法

**1) 电阻应变片的温度漂移** 温度改变时,金属丝的长度也会发生变化,从而引起电阻的变化。一般来说,应变片的电阻变化应由两部分组成,即

$$\Delta R = \Delta R_{\epsilon} + \Delta R_T \quad (6-68)$$

式中, $\Delta R_{\epsilon}$ 为由机械构件变形引起的电阻变化; $\Delta R_T$ 为由温度变化引起的电阻变化。

**2) 电阻应变片的温度补偿方法** 要准确测量构件的应变,就要排除温度对电阻变化的影响。常见的电阻应变片温度补偿方法,可分为桥路补偿法和应变片自补偿

法两种。

(1) 桥路补偿法：也称补偿片法。应变片通常是作为平衡电桥的一个桥臂测量应变的，图 6-30 中  $R_1$  为工作片， $R_2$  为补偿片。工作片  $R_1$  粘贴在需要测量应变的试件上，补偿片  $R_2$  粘贴在不受阻力与试件材料相同的补偿块上，补偿块自由地放在试件上或附近。当温度发生变化时，工作片  $R_1$  和补偿片  $R_2$  的电阻都发生变化，由于电阻温度变化相同， $R_1$  与  $R_2$  为同类应变片，又粘贴在相同的材料上，因此  $R_1$  和  $R_2$  的变化也相同，即  $\Delta R_1 = \Delta R_2$ 。由于  $R_1$  和  $R_2$  分别接入电桥的相邻两个桥臂，由温度变化而引起的电阻变化  $\Delta R_1$  和  $\Delta R_2$  的作用将相互抵消。图 6-30 给出了桥路补偿法示意图。

桥路补偿法的优点是简单、方便，在常温下补偿效果较好；缺点是在温度变化梯度较大的情况下，很难做到工作片与补偿片处于完全一致的温度点，影响补偿效果。

(2) 应变片自补偿法：利用两种电阻丝材料的电阻温度系数不同（一个为正，一个为负）的特性，将二者串联绕制成敏感栅，如图 6-31 所示。若两段敏感栅  $R_1$  与  $R_2$  由于温度变化而产生的电阻变化为  $\Delta R_{1t}$  和  $\Delta R_{2t}$  大小相等且符号相反，即可实现温度补偿。电阻  $\Delta R_1$  与  $\Delta R_2$  的比值关系可由下式决定

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{\Delta R_{2t}/R_2}{\Delta R_{1t}/R_1} \quad (6-69)$$

式中， $\Delta R_{1t} = -\Delta R_{2t}$ 。

这种补偿的效果较前者好，使应变片在工作温度范围内具有较高的测量精度。

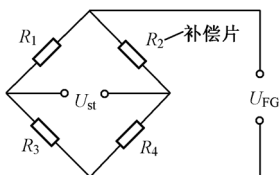


图 6.30 桥路补偿法示意图

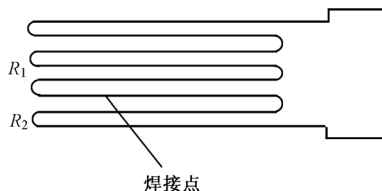


图 6-31 自补偿法示意图

## 6. 电阻应变片的安装位置

在对风力发电机组机械载荷进行测试的过程中，需要根据实际情况，具体设置电阻应变片的安装位置。参照 IEC TS 61400—13 标准，以下给出风力发电机组机械载荷测试中，电阻应变片安装位置的指导性原则。

- 单位载荷作用下，产生较大应变的位置
- 电阻应变片安装位置处，应力和载荷之间具有良好的线性关系
- 应力分布均匀处，即不受较大应力或应变梯度的影响，避免局部应力过高或应力集中

- 具有合适空间安装电阻应变片
- 允许温度补偿
- 安装位置处材料特性均匀，如钢材比复合材料更好
- 安装位置处易于固定或粘接电阻应变片

### 6.4.3 机械载荷的测试

#### 1. 风轮叶片根部弯矩的测试

风轮叶片根部弯矩的测试包括叶片根部挥舞弯矩的测试和叶片根部摆振弯矩的测试。叶片根部载荷测试传感器采用电阻应变片，将应变片粘贴于叶片内部，以防止雷电及其他环境因素对应变片造成破坏。应变片安装在叶片根部圆柱形区域，所有应变片到叶片边缘的距离应相等，并保证叶片的挥舞和摆振弯矩信号的交叉敏感度系数最小。图 6-32 所示为风力发电机组叶片根部弯矩测试的应变片安装示意图。



图 6-32 风力发电机组叶片根部弯矩测试的应变片安装示意图

#### 2. 风力发电机组偏航和俯仰力矩的测试

在对风力发电机组偏航和俯仰力矩进行测试时，首先应了解被测风力发电机组机舱内的结构，确定主轴是否具有固定支架。对于主轴装有固定支架的风力发电机组，可以根据主轴支架的测量数据导出风轮的俯仰力矩和偏航力矩。对于主轴没有固定支架的风力发电机组，风轮的俯仰力矩和偏航力矩可以根据主轴的弯矩，并结合风力发电机组的风轮方位角计算得到。图 6-33 给出塔顶偏航和俯仰力矩测试应变片安装示意图。

### 3. 风轮扭矩的测试

风力发电机组的主轴在旋转过程中，其机械结构在某种程序上产生了扭矩变形。将应变片粘贴在主轴表面，检测应变片阻值的变化，从而实现风力发电机组风轮扭矩的测试。

测量主轴扭矩时，应采用全桥成对应变片，将应变片粘贴于主轴的上、下表面，对风力发电机组主轴扭矩进行测量。图 6-34 所示为风力发电机组风轮扭矩测试的应变片安装示意图。



图 6-33 塔顶偏航和俯仰力矩测试  
应变片安装示意图

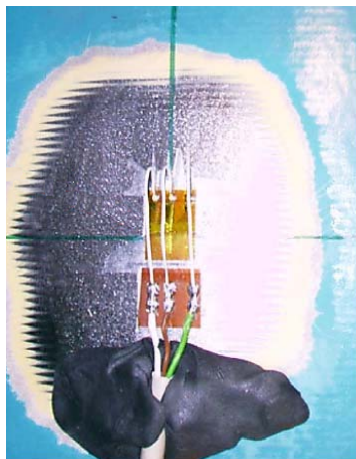


图 6-34 风力发电机组风轮扭矩测试的  
应变片安装示意图

风力发电机组主轴扭矩测量的应变信号采集方式可分为有线方式和无线方式。采用有线方式时，可通过滑环对主轴扭矩应变信号进行数据采集；采用无线方式时，可以利用粘结剂与胶带将电桥与信号发射装置固定在风力发电机组的主轴表面，通过无线传输方式，对主轴扭矩进行测量。图 6-35 和图 6-36 所示为风力发电机组主轴扭矩数字无线遥测系统信号发射与接收装置。



图 6-35 主轴扭矩数字无线遥测系统信号  
发射装置



图 6-36 主轴扭矩数字无线遥测系统信号  
接收装置

进行主轴扭矩测量时，还需要利用光电转换装置对主轴的转速进行测试。光电



转换装置可以将转速转化成电脉冲信号，主轴每旋转一周，信号采集装置将获得一个数字脉冲信号，将采集到的数字脉冲信号频率数据转换为相应的电信号，以此实现风力发电机组主轴转速的测试。

#### 4. 风力发电机组塔基弯矩的测量

对筒形塔架来说，应在两个相互垂直的方向上测量塔基弯矩。对于用钢索固定的塔架，需要对钢索连接点之上的力矩进行测量。若钢索是主要结构件，则应测量每根钢索的拉力。

对于桁架式塔架来说，需要测量其所有撑杆的应变，以得到各风向条件下的塔基总载荷，同时需要对桁架式塔架的应变谱型及测量结果进行评估。

### 6.4.4 载荷测试的标定

#### 1. 载荷测试装置的标定

风力发电机组的机械载荷测试需要利用专业载荷测试装置来实现。载荷测试装置主要由以下几个部分组成：测量电桥、信号放大电路、滤波电路、数据采集模块、数据存储模块和数据显示模块。在对风力发电机组机械载荷进行测试前，需要对所有测试中使用的电桥进行实验验证和标定，所有应变载荷测试通道需要单独进行标定。为了避免载荷测试装置由于更换元器件而导致设备的重复标定，测试前需要对传感器和数据采集装置进行分别标定。

**1) 传感器的标定** 载荷测试装置传感器标定的核心问题是确定传感器的灵敏度。根据风力发电机组在运行过程中其机械部件所受载荷范围的预期步长数，对风力发电机组施加准静态标定载荷。在对风力发电机组施加准静态标定载荷前，需要对其相关机械部件进行几次预加载，以消除标定过程中可能产生的残余应力。

**2) 数据采集装置的标定** 数据采集装置的标定可以利用专用仪表（如应变电桥模拟器）来实现，保证测试数据的可重复性与准确性。

#### 2. 叶片根部弯矩信号的标定

**1) 叶片弯矩信号的标定** 叶片根部挥舞弯矩信号和摆振弯矩信号的标定主要采用两种方法，一种是将一外力施加在叶片的叶尖处，作为标定载荷，从而实现对叶片根部载荷传感器的标定；另一种方法是在风力发电机组变距至少超过  $90^\circ$  的情况下，利用叶片的自身质量作为标定载荷，对叶片根部挥舞弯矩信号和摆振弯矩信号进行标定。图 6-37 所示为对叶片根部弯矩信号标定示意图。

**2) 交叉敏感系数的标定** 利用应变计电桥对叶片挥舞方向和摆振方向的弯矩信号进行测量时，由于两种弯矩信号之间存在交叉敏感性影响，需要对其进行交叉敏感标定，以此确定挥舞弯矩信号与摆振弯矩信号的相关性。

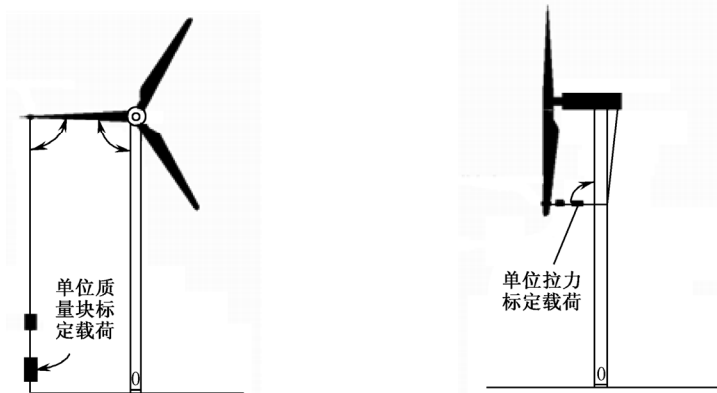


图 6-37 叶片根部弯矩信号的标定

叶片的交叉敏感标定步骤如下：

- (1) 在叶片的挥舞方向施加各种已知弯矩，完成叶片的挥舞方向弯矩的标定。
- (2) 在叶片的摆振方向施加各种已知弯矩，完成叶片的摆振方向弯矩的标定。
- (3) 分别测量两组电桥的输出信号。

叶片交叉敏感标定矩阵表达式为

$$\begin{bmatrix} s_f^c \\ s_e^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_1 & A_2 \\ A_3 & A_4 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} M_f^c \\ M_e^c \end{bmatrix} \quad (6-70)$$

式中， $s_f^c$  为叶片挥舞方向电桥的输出信号 ( $\mu\text{V/V}$ )； $s_e^c$  为叶片摆振方向电桥的输出信号 ( $\mu\text{V/V}$ )； $M_f^c$  为叶片的挥舞弯矩 ( $\text{N}\cdot\text{m}$ )； $M_e^c$  为叶片的摆振弯矩 ( $\text{N}\cdot\text{m}$ )； $A_i$  ( $i=1\sim4$ ) 为标定系数，标定系数  $A_2$  和  $A_3$  是由交叉影响引起的，在理想情况下其值为零。

叶片根部的挥舞弯矩和摆振弯矩可由式 (6-71) 和式 (6-72) 表示。

$$M_f^c = \frac{A_4}{A_1 A_4 - A_2 A_3} \cdot s_f^c - \frac{A_2}{A_1 A_4 - A_2 A_3} \cdot s_e^c \quad (6-71)$$

$$M_e^c = \frac{A_1}{A_1 A_4 - A_2 A_3} \cdot s_e^c - \frac{A_3}{A_1 A_4 - A_2 A_3} \cdot s_f^c \quad (6-72)$$

**3) 标定的检查** 在低风速条件下，风力发电机组相对于风向偏转  $90^\circ$ ，将风轮慢慢地旋转  $360^\circ$ ，叶片的质量将引起叶片根部摆振弯矩信号的变化。对风力发电机组实施变距操作，可以使叶片根部挥舞弯矩信号发生变化。通过对上述弯矩信号的变化进行测量，可以实现风力发电机组叶片根部弯矩信号的标定检查。

### 3. 风轮偏航和俯仰力矩信号的标定

**1) 偏航和俯仰力矩信号的标定** 根据风力发电机组主轴是否具有固定支座, 风力发电机组风轮偏航力矩和俯仰力矩信号的标定可以按照以下两种方案进行。

(1) 对于主轴具有固定支座的风力发电机组, 其风轮偏航力矩和俯仰力矩信号的标定可以通过施加外部标定载荷来实现。

(2) 对于主轴不具有固定支座的风力发电机组, 可以将风轮旋转一周, 测量主轴上、下两个弯矩信号, 以此实现对风轮偏航力矩和俯仰力矩信号的标定。

**2) 标定检查** 对于主轴具有固定支座的风力发电机组, 使机舱由  $0^\circ$  偏航到  $360^\circ$ , 根据测量得到的正弦力矩信号, 对风轮偏航和俯仰力矩信号进行标定检查。

对于主轴不具有固定支座的风力发电机组, 需要在低切入风速条件下, 以非常低的转速(空转)转动风轮, 使风轮转动  $360^\circ$ , 主轴载荷传感器将输出正弦力矩信号, 测量该力矩信号的变化, 实现对风轮偏航和俯仰力矩信号的标定检查。

### 4. 主轴扭矩信号的标定

通过在风力发电机组叶片上施加外部标定载荷, 实现主轴扭矩信号的标定。对主轴扭矩信号的标定检查, 需要考虑到齿轮箱与发电机系统的效率, 对照风力发电机组实际输出功率, 完成主轴扭矩信号的标定检查。

### 5. 塔基弯矩信号的标定

通过施加来自于地面、起重机及风力发电机组邻近点处的外部标定载荷, 完成风力发电机组塔基弯矩信号的标定。在标定过程中, 需要排除由于机舱和风轮重心偏离塔架轴线而引起的附加载荷。

在低切入风速条件下, 调整机舱偏航角度, 使机舱由  $0^\circ$  偏航到  $360^\circ$ , 根据测量得到的正弦弯矩信号, 对塔基弯矩信号进行标定检查。

## 6.4.5 气象参数和机组运行参数的测量

### 1. 气象参数的测量

风力发电机组机械载荷测试中, 除了对风力发电机组各主要机械部件的载荷情况进行测试外, 还需要对风力发电机组处的相关气象参数进行测量。气象参数的测量主要依据 IEC 61400-12—1 风力发电机组功率特性试验这一标准, 需要测量的气象参数包括风速、风向、气温和气压。

风速的测量采用风杯式风速计, 其距离常数应小于 5m。风速计的测量范围应大于风力发电机组功率特性试验中使用的风速计的测量范围, 即风速测量范围应涵盖  $0\sim 50\text{m/s}$  的风速, 以便能够捕获到载荷测量过程中的极端风况。

风向、气温和气压的测量参照 IEC 61400-12—1 进行。

如果测试场地障碍物较少、地形平坦、风况良好，可以采用高度较低的气象桅杆和机舱上的风速计对风力发电机组处气象参数进行测量。这种情况下，气象参数的标定需要综合考虑被测风力发电机组运行参数的变化及其他外部条件的变化（如来流角与湍流的变化）。由于该方法在对气象参数的测量中，将会产生较大的标定误差，建议对已形成的相关气象参数标定关系进行反复评定与校验。

2. 机组运行参数的测量

风力发电机组的运行参数包括电功率、风轮转速、叶片变距角、偏航位置、风轮方位角、风力机状态等。某些参数可以不通过检测装置测量，由风力发电机组主控制器提供。

3. 风力发电机组机械载荷测试系统

风力发电机组的机械载荷测试系统主要包括信号传感器、信号调理装置、数据采集装置和数据显示与存储装置。图 6-38 所示为风力发电机组机械载荷测试系统结构框图。

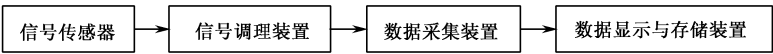


图 6-38 风力发电机组机械载荷测试系统结构框图

在风力发电机组的机械载荷测试系统中，采用应变电桥作为载荷信号传感器，对风力发电机组机械结构关键部件的载荷情况进行测试。信号调理装置中，模拟滤波器的截止频率应至少比传感器输出模拟信号的有效频率大 3 倍，从而减少噪声及虚假信号的影响。数据采集装置的采样频率应至少比载荷测试信号的有效频率大 8 倍，同时保证测量通道的数据转换范围足够宽，关键信号的数字测量分辨率应大于或等于 12bit。数据显示与存储装置必须能够自动储存时间系列数据和统计数据，并自动生成俘获矩阵。

6.4.6 载荷测试的数据处理

1. 俘获矩阵

风力发电机组的机械载荷测试需要完成统计数据库的建立与时间系列数据的收集。由于风力发电机组所承受的外部载荷主要是随时间变化的动态随机载荷，需要利用俘获矩阵将数据采集装置所收集到的时间系列数据完整有序地排列，以此作为风力发电机组机械载荷数据分析的基础。考虑到风力发电机组运行状况与其他外部条件，可以将俘获矩阵分为稳态俘获矩阵和瞬态俘获矩阵。表 6-6 给出了正常发电情况下的俘获矩阵。

表 6-6 正常发电时的俘获矩阵

| 正常发电状态<br>风速段大小：1m/s<br>湍流强度段大小：2% |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
|------------------------------------|--------------|---|---|---|---|-----|----|----|----|----|----|
| 时间系列长度                             | 每 10min 记录次数 |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
| 风速/（m/s）<br>1%                     | 4*           | 5 | 6 | 7 | 8 | ... | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
| <3                                 |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
| 3~5                                |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
| 5~7                                |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
| ...                                |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
| 27~29                              |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
| >29                                |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
| 超过 3 个<br>时间系列湍流强<br>度段数           |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
|                                    |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
|                                    |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
| 总数                                 |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |
| *段的中值                              |              |   |   |   |   |     |    |    |    |    |    |

2. 数据验证

采集数据进入俘获矩阵后，在满足数据采集数量的情况下，需要对收集到的时间系列数据进行验证，删除无效测量数据，以保证测试结果的高质量和可重复性。对于在非正常环境条件下而又不是极端条件下（如下雨、结冰等）记录的数据，可以将其归为特殊数据，以便进一步分析和使用。

以下给出风力发电机组机械载荷测试中数据验证的原则。

- 删除由于障碍物尾流中所造成的无效气象参数测量数据
- 删除超过传感器、信号传输系统、数据采集装置工作范围的无效测量数据
- 排除由于错误标定产生的无效测量数据
- 利用统计数据库识别载荷测试中由于温度变化引起的零点漂移现象，保证测试数据的准确性
- 保证测试中传感器标定系数的准确性，避免由于更换传感器、放大器及数据采集装置而产生错误标定
- 应避免噪声对测试信号的影响
- 通过对测试数据进行目视检查，发现异常情况时，必须重新检查测试设备，并删除可疑数据

### 3. 风力发电机组疲劳载荷分析

**1) 疲劳载荷测试** 疲劳特性是每种材料都存在着的固有特性。当材料所承受的载荷超过了其固有特性,即超过了它的寿命极限时,材料将发生疲劳损伤。材料的疲劳损伤主要取决于材料所受到的交变载荷的变动次数及所受的应力大小,同时也取决于材料的结构形式、材料的表面质量和材料的尺寸大小等因素。

风力发电机组是典型的疲劳关键机械产品,其主要机械部件在随时间变化的周期性与随机性动态载荷的作用下,极易产生疲劳损伤。为了有效地提高风力发电机组的安全性、可靠性,优化风力发电机组的机械结构设计,需要对风力发电机组进行疲劳载荷测试,从而掌握重要机械部件的工作情况,了解其损坏情况,最终完成疲劳分析与疲劳预测。

疲劳载荷测试是建立在统计学基础之上的,通常把被测机械部件所受到的载荷看做是一个随机变量,通过考查随机变化载荷作用下的机械部件的响应状况,结合测试数据的处理结果,从而估计机械部件的特性与内部结构的工作状态。总体来说,疲劳载荷测试就是一个假设与检验的过程。

**2) 雨流计数法** 在风力发电机组机械载荷测试中,需要利用疲劳循环计数法对有效的 10min 疲劳载荷时间系列数据进行统计处理,得到风力发电机组被测机械部件在某一种工况下的疲劳循环次数,参考相应的风速分布模型,从而最终得到疲劳载荷谱,完成疲劳损伤寿命的估计。

将载荷—时间历程简化为一系列的全循环或半循环的过程叫做计数。目前国内

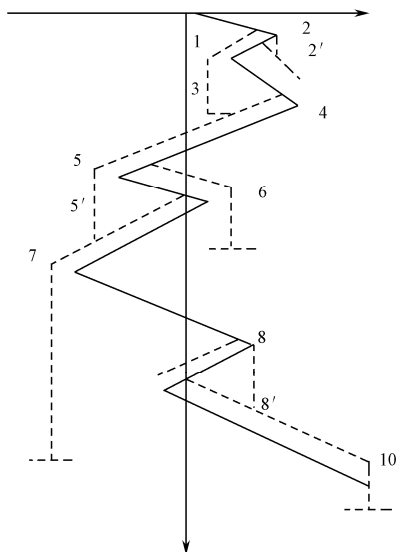


图 6-39 雨流计法的计数过程

外已发展的计数法有十余种。从统计学观点上来看,计数法大体可以分为两类,即单参数法和双参数法。单参数计数法只能记录载荷循环中的一个变量,具有较大的缺陷。由于双参数计数法可以记录载荷循环的全部信息,因此在工程上得到了较为广泛的应用。

雨流计数法属于双参数计数法,最初是由 Matsuiski 和 Endo 等人提出的,其计数结果可以用应力幅值和均值的向量来表示,是目前工程上应用最多的循环计数法。

为了得到机械部件的疲劳载荷循环次数,需要利用雨流计数法,对测量得到的载荷—时间历程进行统计,取时间为纵坐标,垂直向下,横坐标表示载荷或应力。图 6-39 所示为雨流计数法计数过程示意图。

雨流计数法的规则如下所述。

- (1) 雨流的起点依次为每个峰（或谷）的内侧。
- (2) 雨流流到峰（或谷）处将竖直落下，直到遇到一个比起点更大的峰（或更小的谷）为止。
- (3) 当雨流遇到来自上面屋顶滴下的雨流时，将停止流动。
- (4) 取出所有的全循环，并记录下各自的峰值和谷值。

图 6-39 中，第 1 个雨流从 1 点处第 1 个谷的内侧流下，流经 2 点落至 2' 点，然后流到 4 点下落，直至遇到一个比起点更小的谷（5 点）才停止，形成半循环 1—2—4。第 2 个雨流从 2 点的内侧流下，流经 3 点落下，由于 4 点的峰值大于 2 点的峰值，第 2 个雨流停止，得到半循环 2—3。第 3 个雨流从 3 点的内侧流下，因为遇到来自上面屋檐滴下的雨流 2' 点，故停止，得到半循环 3—2'。半循环 2—3 和 3—2' 形成了一个闭合的应力—应变回路环，由此得到了一个全循环 2'—3—2。依次类推，可以得到 3 个全循环 2'—3—2，5—6—5 和 8—9—8，以及 3 个半循环 1—2—4，4—5—7 和 7—8—10。

在风力发电机组的疲劳载荷测试中，其 10min 时间系列数据的载荷幅值分组数应至少为 50 个，从而保证测试数据在疲劳载荷分析中具有足够的分辨率。利用雨流计数法可以对风力发电机组的疲劳载荷循环次数进行计数，从而为风力发电机组机械部件的疲劳损伤累积计算提供了先决条件。

**3) 疲劳载荷谱** 一般来说，风力发电机组的设计寿命为 20 年。为了获得与风力发电机组机械部件疲劳寿命相关的载荷谱，需要了解风力发电机组在整个设计寿命期间内外部条件与运行条件的分布情况。这就需要确定风力发电机组的风速分布模型，以及预计风力发电机组在其整个寿命期间内可能出现的各种具体事件（如启动与停机、故障、偏航效率等）的数量信息。

利用疲劳累积损伤理论，估算风力发电机组在变应力幅值作用下的安全疲劳寿命，从而得到风力发电机组机械部件的疲劳载荷谱。图 6-40 所示为风力发电机组主轴扭矩的疲劳载荷谱。

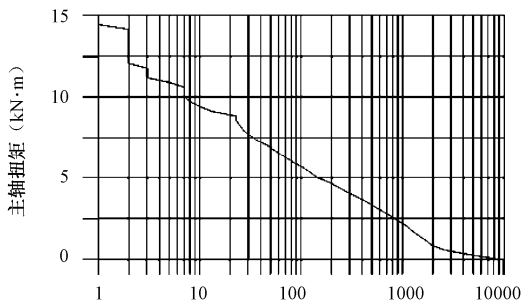


图 6-40 主轴扭矩的疲劳载荷谱

**4) 等效载荷** 等效载荷是在给定的时间历程内, 以固定的频率 (如 1Hz), 对机械部件施加等效循环载荷, 其对机械部件所造成的疲劳损伤等效于疲劳载荷谱中利用雨流计数法计数得到的各种载荷幅值所造成的疲劳损伤之和。等效载荷可以在给定的时间历程内, 对某一个特定载荷所可能造成的疲劳损伤情况进行单独分析, 它允许对风力发电机组在不同运行条件 (如自然风、尾流、高湍流等) 下的疲劳损伤情况进行直接比较, 也允许对设计的疲劳载荷和测试的疲劳载荷进行直接比较, 从而为风力发电机组机械部件的疲劳寿命分析提供了一种较为简便的技巧性表达方法。图 6-41 所示为风力发电机组主轴扭矩的等效疲劳载荷。

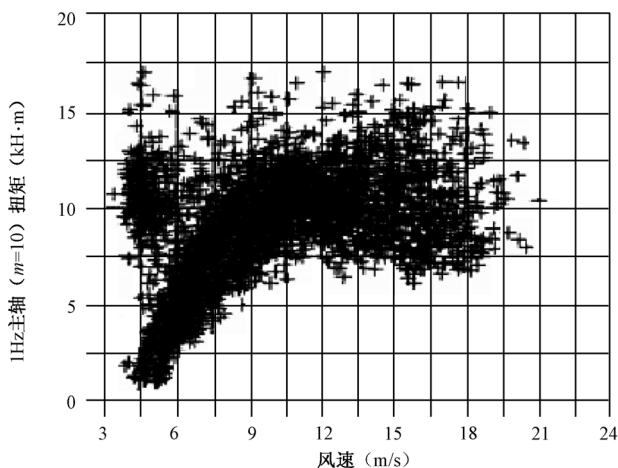


图 6-41 主轴扭矩的等效疲劳载荷

由于等效载荷本质上是加权的平均雨流幅值, 它采用材料的  $S-N$  曲线的斜率  $m$  作为其加权指数。利用等效载荷对风力发电机组机械部件的疲劳载荷情况进行描述, 这就需要首先了解机械部件所用材料的疲劳特性。描述材料疲劳特性的指数公式为

$$N = CS^{-m} \quad (6-73)$$

式中,  $N$  为循环次数, 即疲劳损伤寿命;  $S$  为循环载荷的幅值;  $C$  和  $m$  为材料的特性常数。 $S-N$  曲线的斜率  $m$  值与材料有关, 一般情况下, 焊接钢材为 3.5, 球墨铸铁为 6.8, 玻璃钢为 10。

为了确定等效载荷, 需要根据具体情况, 确定相应的等效循环次数。等效循环次数最好是代表给定载荷类型的典型频率。等效载荷的计算公式为

$$R_{eq} = \left( \frac{\sum R_i^m n_i}{n_{eq}} \right)^{1/m} \quad (6-74)$$

式中,  $R_{eq}$  为等效载荷;  $R_i$  为疲劳载荷谱中的第  $i$  级载荷;  $n_i$  为疲劳载荷谱的第  $i$  级



载荷所对应的循环次数； $n_{eq}$  为等效循环次数； $m$  为相关材料  $S-N$  曲线的斜率。

等效载荷不能对风力发电机组机械部件的疲劳损伤情况进行精确估算，但它可以对风力发电机组机械结构关键部位上的不同载荷所造成的疲劳损伤情况进行较好地估算。通过风力发电机组的机械载荷测试，对测试数据进行等效载荷分析，从而全面有效地提高风力发电机组机械部件的疲劳载荷分析能力和疲劳寿命预测能力。

## 第7章 风力发电机组质量认证

### 7.1 概述

风力发电的质量认证是指由有资质的认证机构对风力发电机组的主要零部件、整机型式、风电场项目及特定风力发电机组等的质量评定，包括从设计、制造工艺、性能测试到交付使用，以及运营过程的质量监督与评定。风力发电的质量认证工作受到越来越多国家的重视，这一工作不仅符合各国国内市场的需求，而且对风力发电机组的进出口贸易也是有力的支持。作为风力发电机组的制造商、零部件供货商、风电场投资人及运营商，还包括涉及风电金融及保险业务的银行和保险公司，对于风力发电认证及规范的认识和理解必将日益深刻。

风力发电认证已有将近 30 年的历史，丹麦、挪威、德国、荷兰等国的标准化机构根据本国技术发展情况制定出认证标准并推广执行，使风力发电认证不断发展和完善。近几年，随着世界风电的飞速发展，一些国家及银行机构逐渐意识到进行全面系统的风力发电评估和认证的必要性，并提出实施了可行的方案，这些国家包括印度、日本、韩国、西班牙和美国，我国也是其中之一。

一般说来，与任何其他复杂的技术产品一样，风力发电机组的买家和使用者往往缺乏足够的能力去评价风力发电机组的质量安全。更为重要的是，在随机变化环境中，风力发电机组的运行常常伴随着极大的风险。因此，让中立的第三方专家去评估产品是否符合安全性标准，关系到公共利益。

在不同的国家，应用于其他工业设备的多种多样的规范，重新修改后应用到风力发电机组上是可行的。风力发电机组制造商主要关心保障机组稳定可靠运行的载荷假定的验证。运营商则关心机组是否与其设想的运行性能、安全性及运行寿命相一致。这些不同的关注点很难顺利地交集在一起，因此必须由第三方进行协调。

在上述背景下，风力发电机组质量的综合审查评价机构就应运而生了。在风力发电所涉及的所有方面，从环境条件到载荷假定、机组设计、制造工艺、安装检验等，都成为认证的内容。因此，一些相关机组检验和认证的关键性评价是合适的，对于效率和环境影响的独立检验是无可争议的，尤其关系到风力发电机组的安全（公共利益）和性能（买方利益）时，独立、公正的认证是必不可少的。

众所周知，欧洲成熟的风力发电认证体系帮助欧洲风能产业发展了可靠和极具竞争力的技术，使其技术或风力发电机组得以在世界范围内广泛应用。

目前，我国的风力发电认证虽不是强制性认证，但对于当地政府、风电场投资方、从事风电金融保险的机构来说，第三方的中立认证是对风力发电产品或项目可靠性的最为直接的认可和证实。

## 7.2 认证依据

### 7.2.1 引言

在 20 世纪 80 年代,当大型试验风力发电机组安装在风电场后,人们首先想到的是通过试验研究来制定风力发电机组载荷假定的规范及准则。

在德国,对载荷工况的理解是与试验机组 Growian 和 WKA—60 联系在一起的。相似的目的及方案在瑞典的风能项目中也被应用。在之后一段时间,德国劳氏船级社通过与科研机构和合作企业的合作,研制出系统而详细的风力发电机组载荷工况的规范。

几乎在同一时期,荷兰发布了国家风力发电标准 NEN 6069。丹麦在 1992 年也陆续发布了国家风力发电标准 DS 472。初步的技术标准随着知识和经验的积累不断得到发展和完善。在欧盟,国家之间的标准协调工作也在努力进行着。

1988 年,国际电工委员会开始从事国际风力发电标准的制定,陆续发布了 IEC 61400 系列化的国际标准,涵盖整机、关键部件及其型式试验等内容。

目前,当设计风力发电机组时,国家标准和国际标准是非常重要的考虑因素。因此,当制造商和许可当局在进行风力发电项目决策时,不仅要依据国家标准,更多的还是要依据 IEC 标准。

### 7.2.2 IEC 61400

国际电工委员会下设的技术委员会 TC88 致力于风力发电技术标准化的工作,在 1994 年 12 月发布了《IEC 1400—1 风力发电机组第 1 部分:安全要求》第 1 版,机组的设计安全等级得到准确定义,机组的载荷工况和工况条件与德国劳氏船级社制定的大致相同,但还是有一些区别,如标准湍流强度值的规定就略有不同,GL 规范中,轮毂中心高度处为 20%,而 IEC 标准要求为 15~18%。至于其他方面,IEC 61400—1 包含的规则和推荐条款不仅在结构强度,且在控制及安全系统的组成,电气系统及风力发电机组的安装和运行等方面都有细微区别。1999 年 2 月更新为第 2 版,并将其标准号修订为 IEC 61400—1;2005 年第 3 版发布,名称更新为《IEC 61400—1 风力发电机组第一部分:设计要求》,经过 5 年的修订完善,2010 年将发布第 4 版。

而指导认证执行程序的则是 IEC TC88 制定的《IEC WT 01:2001 风力发电机组符合性测试及认证的 IEC 系统》,一致性评价理事会于 2001 年 4 月将其第 1 版发布。《IEC 61400—22:2010 风力发电机组第 22 部分:符合性检测及认证》将作为其第 2 版取而代之。IEC—TC88 陆续出版了包括叶片测试,功率曲线、噪声、载荷及电能质量测试在内的标准和技术规范,形成了 IEC 61400 的风力发电技术标准体系。

IEC—61400—22 描述了型式和项目认证的执行程序,涵盖了 TC88 技术委员会关于陆地型及近海型风力发电机组认证项目实施的最新创新成果,引领着风力发电认证活动的发展方向,确保世界范围内的风力发电机组和风电场安全和可靠的运行。

国际电工委员 TC88 风能技术委员会制定的风电国际标准如下所述:

IEC 61400 所有部分风力发电机组

IEC 61400-1—2010 风力发电机组 第 1 部分:设计要求

IEC 61400-2—2006 风力发电机组 第 2 部分:小型风力发电机组设计要求

IEC 61400-3—2009 风力发电机组 第 3 部分:离岸风力发电机组设计要求

IEC 61400-4—2011 风力发电机组 第 4 部分:齿轮箱设计和规格

IEC 61400-5—2012 风力发电机组 第 5 部分:叶片

IEC 61400-11—2006 风力发电机组 第 11 部分:噪声测试

IEC 61400-12—2005 风力发电机组 第 12 部分:发电功率测试

IEC 61400-13—2001 风力发电机组 第 13 部分:载荷测试

IEC 61400-14—2005 风力发电机组 第 14 部分:表面声功率级和音调值声明

IEC 61400-21—2008 风力发电机组 第 21 部分:并网机组电能质量测试和评估

IEC 61400-22—2010 风力发电机组 第 22 部分:符合性检测及认证

IEC 61400-23—2001 风力发电机组 第 23 部分:叶片全尺寸结构测试

IEC 61400-24—2010 风力发电机组 第 24 部分:雷电防护

IEC 61400-25—2008 风力发电机组 第 25 部分:风电场监控通信协议

IEC 61400-26—2010 风力发电机组 第 26 部分:风力发电机组及风电场的可利用率

IEC 61400-27—2012 风力发电机组 第 27 部分:电力仿真模型

### 7.2.3 德国劳氏船级社指南

自 1993 年,德国劳氏船级社(Germanischer Lloyd, GL)就为德国发布了作为国家标准的《风能转换系统认证规范》,在 1994—1998 年间进行了多次的扩展和完善。选择的载荷工况比 IEC 标准多,而且具体部件的相关计算分析方法和要求在规范中说明得更多,湍流强度在工况假定中也有明显的区别。用于作为德国劳氏船级社风力发电机组认证的规则更加详尽,因为这也是德国劳氏船级社的主要业务。目前使用的风力发电规范如下所述。

《陆上风力发电机组认证指南 2003》

《海上风力发电机组认证指南 2005》

### 7.2.4 我国的风力发电国家标准

我国风力发电国家标准由全国风力机械标准化技术委员会负责。该委员会是 1985 年经原国家质量技术监督局批准成立的专业标准化技术委员会,国家代号

TC50, 与国际电工委员会 IEC / TC88 “风力发电机组”技术委员会对口联络, 是国家授权的唯一从事我国风力发电、风力提水等专业领域标准化工作的国家级技术工作组织, 负责全国风力发电、风力提水等专业领域的标准化技术归口工作。

全国风力机械标准化技术委员会自成立以来, 到 2009 年年底共制定发布的风力发电国家标准和行业标准 61 项, 其中并网型风力发电机组标准 26 项、离网型风力发电机组标准 35 项。自 1999 年以来, 全国风力机械标准化技术委员会的工作重点就由原来以离网型风力发电机组标准的研制转到了以开发研究并网型风力发电机组的标准上来, 先后研究制定了并网型风力发电机组 26 项, 其中国家标准 19 项, 行业标准 7 项, 现已正式颁布实施见表 7-1。

IEC/TC88 已正式发布 IEC 61400 系列标准 16 项, 我国已等同采用了 10 项, 其余 6 项已列入国家计划, 将于 2011 年完成。

表 7-1 我国已发布实施的部分风力发电国家标准

| 序 号 | 标 准 号             | 标 准 名 称                     |
|-----|-------------------|-----------------------------|
| 1   | GB/T 2900.53—2001 | 电工术语 风力发电机组                 |
| 2   | GB 18451.1—2001   | 风力发电机组 安全要求                 |
| 3   | GB/T 19960.1—2005 | 风力发电机组 第 1 部分: 通用技术条件       |
| 4   | GB/T 19960.2—2005 | 风力发电机组 第 2 部分: 通用试验方法       |
| 5   | GB/T 21407—2008   | 双馈式变速恒频风力发电机组               |
| 6   | GB/T 19073—2008   | 风力发电机组 齿轮箱                  |
| 7   | GB/T 19069—2003   | 风力发电机组 控制器 技术条件             |
| 8   | GB/T 19070—2003   | 风力发电机组 控制器 试验方法             |
| 9   | GB/T 19071.1—2003 | 风力发电机组 异步发电机 第 1 部分: 技术条件   |
| 10  | GB/T 19071.2—2003 | 风力发电机组 异步发电机 第 2 部分: 试验方法   |
| 11  | GB/T 23479.1—2009 | 风力发电机组 双馈异步发电机 第 1 部分: 技术条件 |
| 12  | GB/T 23479.2—2009 | 风力发电机组 双馈异步发电机 第 2 部分: 试验方法 |
| 13  | GB/T 19072—2003   | 风力发电机组 塔架                   |
| 14  | GB/T 19568—2004   | 风力发电机组 装配和安装规范              |
| 15  | GB/T 22516—2008   | 风力发电机组 噪声测量方法               |
| 16  | GB/T 18451.2—2003 | 风力发电机组 功率特性试验               |
| 17  | GB/T 20320—2006   | 风力发电机组 电能质量测量和评估方法          |
| 18  | GB/T 20319—2006   | 风力发电机组 验收规范                 |
| 19  | GB 17646—1998     | 小型风力发电机组安全要求                |
| 20  | GB/T 21150—2007   | 失速型风力发电机组                   |
| 21  | GB/T 19068.1—2003 | 离网型风力发电机组 第 1 部分: 技术条件      |
| 22  | GB/T 19068.2—2003 | 离网型风力发电机组 第 2 部分: 试验方法      |

续表

| 序 号 | 标 准 号             | 标 准 名 称                   |
|-----|-------------------|---------------------------|
| 23  | GB/T 19068.3—2003 | 离网型风力发电机组 第 3 部分: 风洞试验方法  |
| 24  | GB/T 10760.1—2003 | 离网型风力发电机组用发电机 第 1 部分:技术条件 |
| 25  | GB/T 10760.2—2003 | 离网型风力发电机组用发电机 第 2 部分:试验方法 |

7.2.5 其他

1. 丹麦风力发电国家标准 DS 472

与其他标准相比，丹麦风力发电标准中对风速等级的定义略有不同。它明确规定了随地形高度的不同，风速的增加也不相同，然而对于平均风速的假定则是一样的。载荷工况的定义是相同的，总体上使用的工况偏少。对于风轮直径在 25m 以上的失速型机组，DS 472 规定了更为简化的载荷工况，这是该标准的一大特点。

2. 荷兰国家标准 NVN 1400—0

荷兰在风力发电标准化方面迈出的第一步是在 1994 年发布了《NEN 6096/2 风力发电机组型式认证标准》，随后这项系统的规则被扩展和修订的《NVN 1400—0》取代，这项标准的大部分内容与 IEC 61400—1 相协调，而对于安全系数的取法则则是唯一保留的不同之处，在材料特性和认证程序上，也与德国和丹麦的标准有所区别。

7.3 认证类型及内容

国内外认证机构普遍采用 IEC 61400 系列标准及德国劳氏船级社的《风力发电机组认证指南 2003/2004》。本章以最新的国际标准《IEC 61400-22—2010 风力发电机组第 22 部分：符合性检测及认证》介绍风力发电认证的类型和内容，并对 GL 指南作简要介绍。

IEC 61400—22 明确规定了风力发电认证包括整机型式认证、风电场项目认证、部件认证和样机认证 4 个部分。

整机型式认证的对象为一种明确型号的风力发电机组，包括塔架，以及塔架和地基基础的连接形式，也包括调整地基基础的技术要求。

风电场项目认证是对一种或多种风力发电机组，使用明确的地基基础及在特定外部条件下的风电场的认证。风电场项目认证包含了整机型式认证、风场场址评估和强制性的地基基础设计评估。

部件认证包括主要部件如风轮叶片、齿轮箱、发电机、塔架和地基基础等的认证。

样机认证则主要针对在具体风电场中不准备系列化生产的机组实施。

7.3.1 整机型式认证

整机型式认证应确认设计的风力发电机组的类型与设计假定、特定的标准及其他技术要求一致。它必须确认生产制造过程，部件规格，检测和测试过程，相应的文档应与设计文档一致，而且制造商有被认证机构接受的质量管理体系。此外，还包括风力发电机组的测试。

认证机构要求申请人必须提供满足认证详细要求的所有文档，必须评估风力发电机组的型式是否遵循相关标准（IEC 61400），或者其他在设计时设计者声明、认证机构认可的标准或技术要求。型式认证的程序模块如图 7-1 所示。

1. 设计基础评估

设计基础评估的目的在于检验设计基础的文档的合理性，机组安全设计的充分性。设计基础应表明设计和设计文档所有的界定、假定和方法论，包括：

- 准则、标准
- 设计参数、假定、方法论和原理
- 其他，如生产、试车、运输、安装、运行和维护等

2. 设计评估

设计评估可以看做是型式认证的一部分，不仅是“虚拟的”（书面或电子文件），也是整个“现实的”步骤和过程。这也是对“以始为终”这一意识和方法论很好的诠释。设计评估内容及其流程如图 7-2 所示。

1) 设计质量管理评估 认证机构必须评估用于控制设计过程的质量管理程序，设计质量管理程序必须满足如下要求。

- 遵从 ISO 9001 的子项 7.3：设计和发展
- 包含文档管理，如每个文档有清楚的版本修订信息

评估要求申请人的质量管理体系符合 ISO 9001 标准的认证。

2) 控制和保护系统 认证机构必须评估控制和保护系统的文档，由如下内容构成。

- 风力发电机组运行模式描述
- 所有部分功能和设计的描述
- 保护系统失效—安全设计的描述

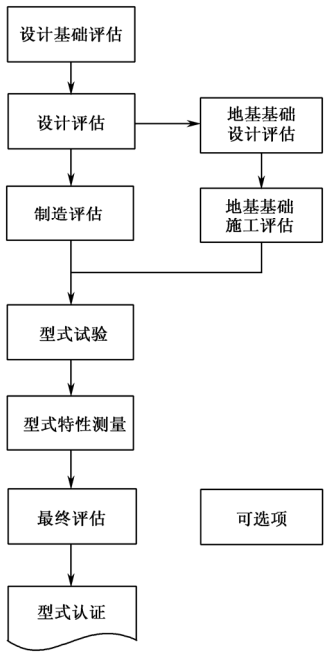


图 7-1 型式认证的程序模块

- 系统逻辑和硬件实施方案
- 所有涉及安全的关键传感器的可靠性认证
- 刹车系统的分析
- 状态监控系统（如果可行）
- 验证控制和保护系统功能的测试计划

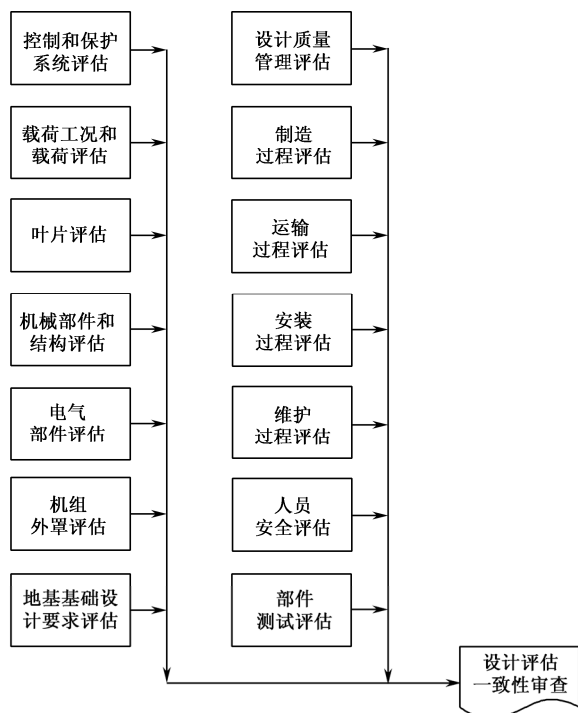


图 7-2 设计评估内容及流程

**3) 载荷和载荷工况** 认证机构必须经独立分析后，根据 IEC 61400-1/-2/-3 标准对载荷和载荷工况作出评估。载荷的描述必须按照认证机构实施分析的格式提供。

提供的载荷值必须伴随载荷工况的描述，以及计算模型和输入参数的描述，比如：

- 相关气动参数值
- 结构属性
- 相关控制系统的参数值

**4) 叶片评估** 认证机构必须评估风轮叶片的设计。必须对叶片设计是否遵守 IEC 61400—1, IEC 61400—2, IEC 61400—3, IEC/TS 61400—23, 以及经同意的作为设计基础中定义的标准和规范作出评估。

相关叶片设计文档正常的应包括叶片设计的技术规范，图纸和设计计算，图表



和零件清单等，这些技术文档应与相应的测试报告相结合。认证机构必须要求其提供清楚的相关设计的设计基础和鉴定的文档。为设计评估提交的文档必须包含充足的信息，例如：

- 规范，标准和参考文献
- 设计载荷和相关的外部条件
- 静态系统和边界条件
- 邻接结构和部件的影响
- 材料和需用应力
- 材料和子部件的测试程序
- 全尺寸的叶片的测试程序
- 制造程序
- 影响设计的公差
- 质量控制程序和水平

**5) 机械和结构部件** 认证机构必须评估所有支撑载荷的机组结构和部件，包括：

- 铸造、锻造和焊接的结构
- 机舱底盘
- 塔架
- 变桨和偏航系统
- 轴承和弹性支撑
- 齿轮箱
- 刹车、联轴器和锁定装置
- 连接这些结构和部件的螺栓
- 冷却和加热系统
- 液压系统

**6) 电气部件** 认证机构必须评估风力发电机组所有电气部件的设计，例如：

- 发电机
- 变压器
- 中压和高压器件
- 电力驱动
- 充电设备和蓄电池
- 开关和保护装置
- 电缆和电气安装设备
- 雷电保护

7) **机舱外罩** 认证机构必须评估外罩的设计, 例如:

- 导流罩
- 机舱罩

8) **部件测试评估** IEC 或其他合适的标准规定, 部件测试结果可以用来作为设计评估的附加要求。一些结构、机械部件和电气部件的强度和其他功能方面的要求可能只采用测试的结果来书写文档。

当部件的相关分析被认为不足, 认证机构可能要求附加的部件测试, 以作为替代来推进分析。认证机构必须评估这样一种基于部件测试报告的设计, 而且测试结果对于设计的实施是合适的。

认证机构必须要求测试报告能清楚地识别出测试的部件, 测试标准或程序, 在何种条件下实施测试。

9) **地基基础设计要求** 认证机构应评估在设计文件中详细列出的地基基础的设计要求, 使风力发电机组的地基基础设计符合 IEC 61400—1、IEC 61400—2 或相关设计标准。此外, 地基基础设计还应符合在风力发电机组设计文件中定义的界面几何要求(平整度、水平和螺栓型号公差)和强度要求。

塔架和地基界面的设计荷载及特点应作为认证评估的基础。设计荷载包括横向力和纵向力, 以及界面上横轴和纵轴的力矩。设计评估还应考虑各种相关载荷综合作用所产生的极端动态载荷和疲劳载荷。由于整个风力发电机组和塔架系统的固有振动频率和模态可能会受到地基柔性的影响, 所以应说明界面上的横向、纵向和旋转柔性的允许范围。

评估地基基础的阻力和柔性, 应采用适宜地基基础安装的风场典型土壤条件为术语。这些土壤条件应在地基基础设计文件中加以说明。

10) **制造过程** 生产计划的目的是确定关键工序。该计划必须足够详细, 使认证机构可以据此来验证风力发电机组设计是否可以根据设计文件中的质量要求进行生产。该计划包括:

- 制造规范
- 操作说明, 采购规范
- 质量控制程序等

11) **运输过程** 认证机构必须验证在设计文档中明确的、用于机组运输的技术规范, 能够确保机组运输的安全性。如果这些技术规范可行, 运输过程的描述内容应包含:

- 运输技术规范的应用
- 环境条件限制
- 运输时必要的固定装置, 工具和仪器
- 运输载荷和载荷条件

运输程序可编制在初步的运输或安装手册内，最终的运输程序的描述必须在最终设计评估环节中得到评估。

**12) 安装过程** 典型风电场制订安装计划的目的是记录设计中采用的假定，使安装过程满足必须的质量要求。该计划必须足够详细，使认证机构据此来验证风力发电机组设计是否足够完整，并考虑到了指定的安装过程，包括试运行。该计划应包括：

- 描述的典型安装过程
- 说明人力资源需求和技能
- 说明接口点及任何所需的土木技术规范
- 电气工程，包括接地系统
- 说明所需的专门工具和起重装置或设备
- 说明质量控制检查点，设计要求的测量和检查
- 描述人员安全措施和环保措施计划
- 安装计划手册纲要
- 试运行的程序和核对清单
- 描述品质记录和记录保存流程

**13) 维护过程** 维护计划的目的是定义维护时间和维护程序，使风力发电机组设计具有必要的完整性。该计划必须足够详细，以便认证机构核查风力发电机组的设计是否能维持其完整性。该计划应包括：

- 说明维护时间表，包括例行维护时间和维护程序
- 明确所有与安全相关操作规程或维护活动
- 说明环保措施计划
- 明确所需的专用工具和维护设备
- 明确人力资源的需求和技能
- 操作说明书计划纲要和维护手册
- 说明质量记录和记录保存流程

**14) 人员安全** 认证机构应评估设计文件中在人员安全方面（图纸、规格和说明）是否符合 IEC 61400—1 或 IEC 61400—2 和其他相关法规标准。人员的安全方面应考虑包括：

- 安全说明
- 攀爬设施
- 进入方式和通道
- 立足地、平台和地面
- 扶手和固定点
- 照明

- 电气和接地系统
- 防火设施及紧急停止按钮

认证机构应要求申请人在其设计文档中明确有哪些地方涉及了人员安全方面的问题。

**15) 设计评估一致性审查** 如果设计评估报告中各项评估达标, 则认证机构应出具一份合格声明。合格声明应包括:

- 确定风力发电机组型号
- 确定申请人
- 评估采用的 IEC 61400 系列标准清单
- 关于风力发电机组外部条件的规格和其他主要数据
- 评估报告的具体参照

认证机构必须评估结构设计、机械系统、电气部件等是否遵守 IEC 61400—1 和认可的附加标准要求。

相关部件的设计文档将包含规格书、描述、图表和设计计算, 这些内容与测试报告、图纸和部件清单综合到一起。认证机构必须要求文档清楚地识别出设计的基础, 如执行的规范和标准, 以及载荷和相关外部条件。

### 3. 制造评估

制造评估的目的是验证制造的机组是否与设计评估时的设计文档一致。这类评估应包括:

- 质量体系评估 (ISO/IEC17021)
- 制造检验

### 4. 地基基础设计评估 (可选)

可选的地基基础设计评估的目的是使型式认证中包含一个或多个地基基础设计方案 (由申请人选择)。认证机构应评估以下内容:

- 包含在机组型式认证中的地基基础是否根据设计文档中的详细地基基础规格设计
- 该设计是否根据适用的标准和规范

近海风力发电机组的该项评估应该包括对基础与塔架的连接部分的评估。

### 5. 地基基础施工评估 (可选)

地基基础施工评估的目的是评价特定风电场址的基础形式是否与设计评估阶段的设计文档内容一致。这类评估应包括:

- 质量体系评估
- 制造检测

6. 型式试验

型式试验的目的是提供必要的数 据，以验证风力发电机组设计的功率特性和事 关安全且需要测试来验证的重要方面，以及验 证不能靠设计分析结果来提供可靠评估的其 他方面。型式试验的内容如图 7-3 所示。

认证机构应在申请认证型号的风力发电 机组上或风力发电机组组件上进行测试，并评 估测试内容。检查记录应在测试前完成，以便 能够证实风力发电机组或风力发电机组部件 与设计文件的高度一致性。

申请人应确定详细的测试程序，并提交给 认证机构，由认证机构根据具体情况批准认可。

图 7-3 所示的型式试验内容应在官方认可 的实验室进行，或者由认证机构核实测试方遵 守了 ISO/IEC 指南 25 或 ISO/IEC 指南 39。

认证机构应要求测试和测试结果全部记 录在测试报告中。测试报告应由认证机构进行 评估，以确保测试已按照批准的详细测试程序 进行，并且测试报告正确记录了需要认证的各个 方面。认证机构还应核查关键的人员安全装置 是否已经成功安装到了被测试的风力发电机组 上。

合格声明的结束部分是满意评价。合格声明 应由三方联合签署，分别是测试报告负责人、 测试证实人和测试实验室的合格鉴定负责人。

**1) 安全和功能测试** 安全和功能测试的目的 是验证测试风力发电机组的特性是否与设计 中的描述一致，并验证是否根据设计规定正 确地安装了人员的安全措施。

认证机构应验证风力发电机组的控制和保 护系统功能演示是否能够达到满意效果。此 外，认证机构还应经测试验证在额定风速及 以上风力发电机组的动态特性。

**2) 功率特性测试** 功率特性测量的目的是 记录该型号风力发电机组的实测功率曲线， 并根据 IEC 61400—12 标准预测其年发电量。

认证机构应验证测量程序符合 IEC 61400—12 标准，并核实测量条件、测量仪器、 校准和分析在测试报告中均有说明，并也符 合 IEC 61400—12 标准。

测试要求参见 6.2 节。

**3) 载荷测量** 载荷测量的目的是验证设计 计算，以及确定在特定条件下载荷的幅值。

认证机构应评估载荷测量，并审查由申请 人提供的测量数据分析。

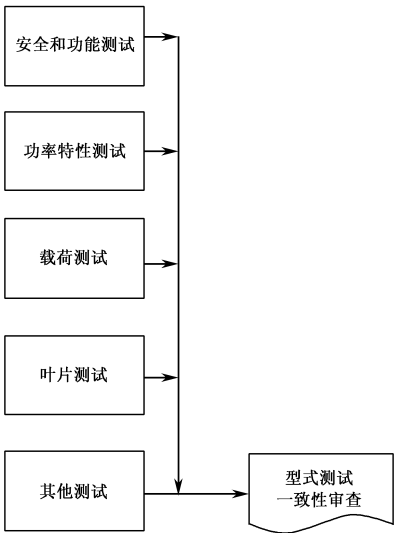


图 7-3 型式试验的内容

测试的风力发电机组应在动力学性能上和结构上近似于申请认证的风力发电机组，但可能在细节上有所不同。若有不同，申请人应提交风力发电机组测试的载荷和动力特性预测。

测试程序和测试评估指南请参考 IEC 61400—13。

7. 型式特性测量

除了型式试验中强制要求的功率曲线测试，通过型式特性测量，还可确定机组性能的一些其他特性。这些测试可以由申请人选择，但必须符合 IEC 61400 相关标准列出的条款。型式特性测量由如下一种或多种测试组成。

- 电能质量测试
- 低电压穿越测试
- 噪声测试

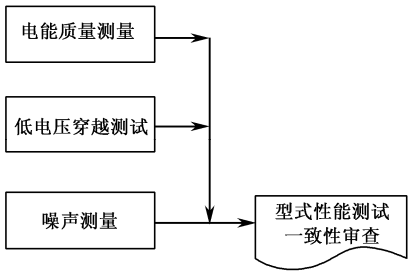


图 7-4 型式特性测量的内容及流程

型式特性测量的内容及流程如图 7-4 所示。

如果应用的 IEC 标准不可行，则测试的程序必须经过申请人和认证机构同意。

认证机构必须评估型式特性测量已经在能代表型式认证的机组上实施。对测量的检查记录必须优先完成，以充分证实其与机组设计文档的一致性。

测量必须由认可过的测试实验室或认证机构进行，必须验证该试验机构执行的测试

符合 ISO/IEC 17025 或 ISO/IEC 17020 准则。

测量和测试的结果必须包含在认证机构评估过的测试报告中。认证机构必须评估执行的测量符合认可的详细程序，以及报告合适地编制了认证要求的特性内容。

一份合格的评估包含认证机构颁发的一致性审查，以证实测量是根据 IEC 61400 标准的合适测量程序执行的。

有关电能质量测试、低电压穿越功能测试及噪声测试请参考 IEC 61400 的相关标准。

8. 最终评估

最终评估的目的是提供型式认证中各项评估机构的所有调查报告文档。最终评估报告必须包括：

- 一份所有支撑产品型式认证的文档参考清单
- 一份关于文档是否标准、完整，型式试验结果是否与设计文档中设定的所有相关要求一致的报告
- 审核最终的产品文档，包括图纸、部件清单、采购规范和手册，以确认制造评估报告与支持设计的计算和相关的设计假定的一致性

认证机构必须证实安装、操作说明和维护手册都是基于 IEC 61400—1, IEC 61400—2, IEC 61400—3（对近海风力发电机组）的相关要求。手册必须依据已被承认的相关流程来审查。认证机构必须证实：

- 文档的格式和细节应该能让一个经过技术培训的熟练技术人员清楚理解
- 预防事故的相关安全说明和规范的内容必须放在段落中
- 这些说明必须作为与安全相关的条款被明确地审核

最终评估报告必须提供给申请人，另有一份完全相同的评估报告作为机密文件保留在认证机构。

### 9. 型式认证证书

基于合格、完整和正确的最终评估报告，认证机构必须颁发一份型式认证证书。型式认证必须包含强制模块的评估结果，可能的话，可记载可选的基础设计和施工评估内容、型式特性测量等。

型式认证证书对在认证中明确的机组型号有效，规格说明中可能包含可替换部件及其布置，容许的可换部件应该被清楚地鉴定。

型式认证必须参考标准和规范文件使用的、合适的方法。

如果申请人没有通过 ISO 9001 质量管理体系认证，认证机构必须至少一年查验一次其所制造的风力发电机组与设计认证的一致性。

### 7.3.2 风电场项目认证

风电场项目认证必须确认经型式认证的风力发电机组和与之相关的特定地基基础设计是否符合该地点的外部条件，以及当地的标准和其他相关条件。

风电场项目认证也需要确认与风力发电机组安装相关的措施是否符合要求。认证需确认风况，环境和电网条件，以及现场的地址特性是否符合设计文档中对特定风力发电机组型号和地基基础的界定。项目认证流程如图 7-5 所示。

**1) 场址条件评估** 场地条件评估的目的是检验场址的环境、电力、土壤特性等是否与设计文档的参数值一致。认证机构应评估如下内容。

- 风况条件
- 其他环境条件
- 地震情况
- 电网条件
- 地质条件
- 海洋条件（针对海上风电场）

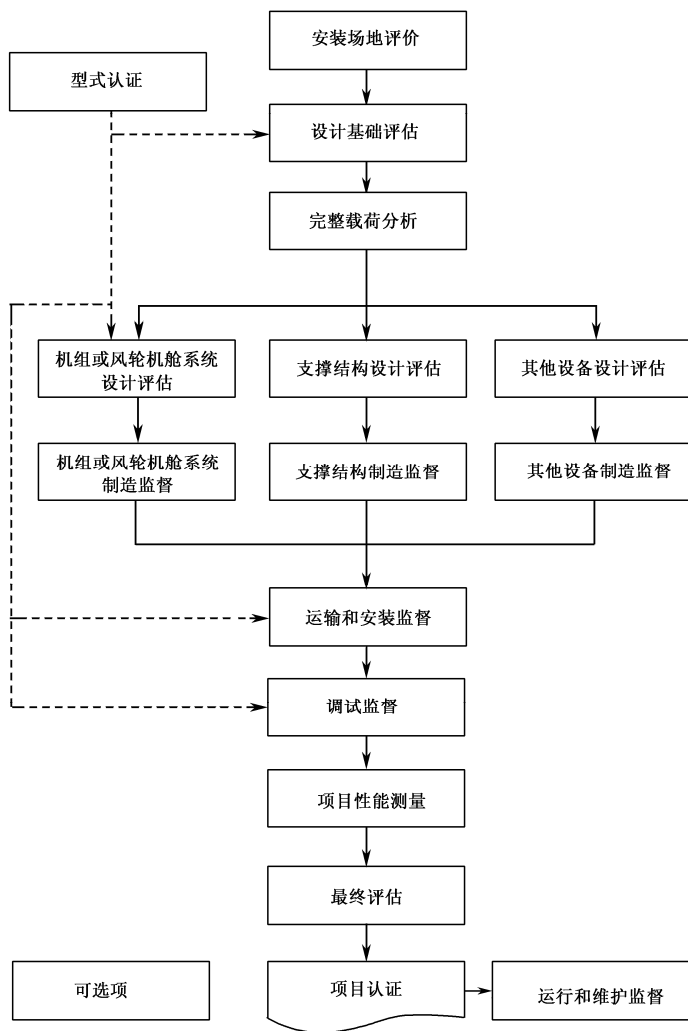


图 7-5 风电场项目认证流程

**2) 设计基础评估** 设计基础评估的目的是审核设计基础是否进行了合理的编写，且对于安全设计和项目的实施，内容是否充分。设计基础应鉴定如下内容。

- 外部条件的设计参数
- 设计方法和设计原则
- 组成项目基础的相关导则和标准
- 其他相关法令的要求



**3) 载荷综合分析** 载荷综合分析的目的是审核特定场址的载荷及其在风力发电机组总体结构上的载荷影响, 包括风轮—机舱装配及支撑结构和地基土壤等。认证机构应评估:

- 设计状态和外部条件的组合 (如正常运行、故障、运输、安装)
- 局部载荷安全系数
- 计算方法, 如仿真程序, 仿真数量, 以及风—波浪载荷的叠加计算等
- 相关机组场址条件, 以及运行和安全系统的设计载荷工况
- 评估特定场址和型式认证两类载荷分析中所有不同的载荷

**4) 特定场址的机组或机舱设计评估** 认证机构应评估特定场址风力发电机组是否遵照设计基础进行设计。

风力发电机组型式认证情况和限制条件应与设计基础给出的实际场址状态比较。这个比较应作为设计文档的一部分。这个对比应加上载荷及其他相关条件, 包括:

- 温度
- 湿度
- 太阳辐射
- 降雨、冰雹、雪和冰
- 化学物质
- 机械颗粒
- 盐分
- 电力条件
- 雷电等

**5) 特定场址的支撑结构设计评估** 认证机构应评估特定场址支撑结构 (塔架、地基基础) 的设计是否遵照已被承认的设计基础及其所列的标准。支撑机构设计评估至少应包含:

- 基于整体载荷分析的支撑结构设计评估
- 支撑结构的刚度和阻尼计算, 与载荷计算时的假定作对比
- 评估基于设计基础的土木设计文档
- 对支撑结构设计文档的评估
- 制造计划、运输计划、安装计划和维护计划的评估
- 对设计基础中提出防腐蚀系统的评估

**6) 其他设备的设计评估** 风电场项目中可能包含其他设备, 如变电站, 电缆等, 这些设备的设计应作为客户要求而被评估。

**7) 机组或机舱的制造监督** 机组的型式认证基于设计评估, 型式试验和测量, 以及包含质量体系评估和制造检测的制造评估。质量体系的评估主要依赖 ISO 9001 质量管理体系认证。型式认证期间的制造检测也仅仅依据抽样的机组。项目认证还

将包含检测或审核活动（监督），为了验证应用于特定项目的机组，其制造方式是按照被承认的设计和预期的质量来执行的。

**8) 支撑结构的制造监督** 风电场项目认证需要对应用于特定项目的支撑结构进行验证，其制造方式是按照被承认的设计和预期的质量来执行的。

**9) 其他设备的制造监督** 风电场项目认证需要对应用于特定项目的其他设备进行验证，其制造方式是按照被承认的设计和预期的质量来执行的。

**10) 项目特性测试** 在风电场项目认证中，需要进行项目特性测试，其目的是验证在特定场址中的风力发电机组的相关特性。项目特性测试由以下的一种或多种测试组成。

- 根据电网导则的电网连接兼容性测试
- 功率特性测试
- 噪声测试

**11) 运输安装监督** 对运输安装监督的目的，一是验证其与设计基础的一致性，二是验证在安装运输中，作用在部件及子系统上的载荷没有超出设计值。

**12) 调试监督** 调试监督的目的是验证安装在特定场址的机组，该调试是根据设计文档中的相关手册进行的。

**13) 最终评估** 最终评估的目的是提供项目认证中各项评估机构的所有调查报告文档。

**14) 项目认证证书** 基于合格完整的、正确的最终评估报告，认证机构应颁发一份项目认证证书。项目认证证书包含强制模块的评估结果和同意的可选模块内容。

**15) 运行和维护监督** 运行和维护监督的目的是为了证实，在特定场址的风力发电机组，其运行和维护是遵照设计文档中相关手册进行的。

### 7.3.3 部件认证

部件认证的目的是评估特定型号机组的部件设计，文档及制造是否与设计时的假定、采用的标准及其他的技术要求一致。部件认证的流程如图 7-6 所示。

部件认证主要由以下部分组成。

- 设计基础评估
- 设计评估
- 型式试验
- 制造评估
- 最终评估

部件认证的过程应该与 7.2 节描述的型式认证的过程一致。具体的内容模块由实际部件决定。作为机组型式试验模块中明确要求进行部件型式试验的部件，推荐部件型式试验包含在部件认证的内容中。

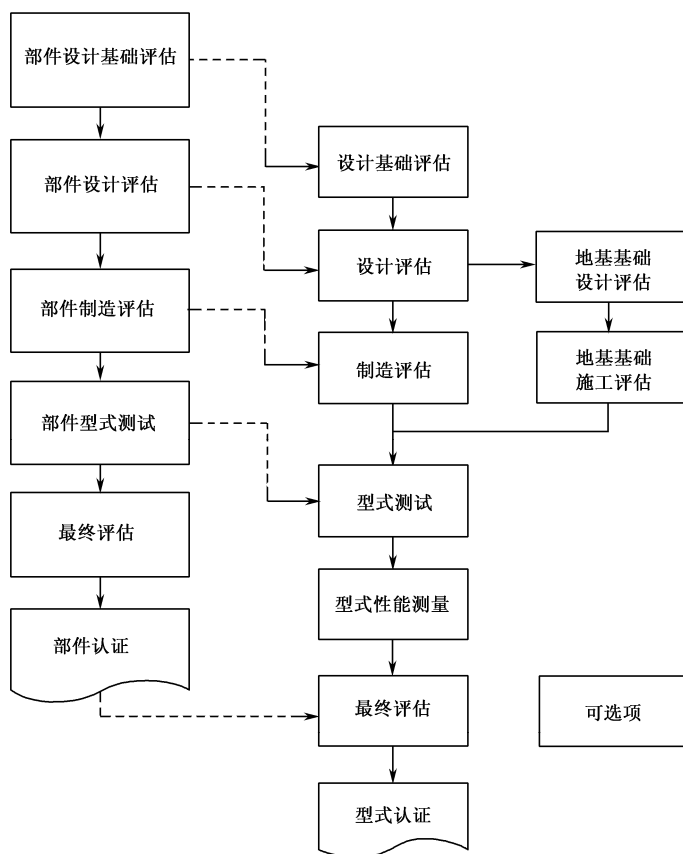


图 7-6 部件认证的流程

在设计文档中应明确给出该部件与机组其他系统的接口说明，以及明确的关键条件，如运行条件，载荷和动力学性能等。

部件认证证书可能为完成设计的部件、机组设计与 IEC 61400—1, IEC 61400—2, IEC 61400—3 的技术要求的一致性评估而颁发，这种评估也是最终评估报告完整性和正确性的基础。

一份部件认证证书可以证实所有评估内容的一致性。

每个模块合理的评估包括一份评估报告和一致性审查。

在当前全球化的趋势下，供应链中的零部件供货商有更强的决心直接出现在市场上并且与同行展开激烈竞争，而部件认证证书无疑就是一张进入客户合格供应商清单的入场券，也是一块很好的敲门砖。

### 7.3.4 样机认证

样机认证证书专门是为一台风力发电机组颁发（而不是为系列化生产的机组）的，这台机组运行在一个明确的风电场，且该认证的有效期最长为 3 年。

认证机构必须评估样机在指定周期内的安全性。如果样机进行了影响机组安全性的设计修改，那么机组需要进行一项新的样机认证。样机认证包含下列模块：

- 地基基础设计评估
- 样机测试计划评估
- 安全和功能测试

基础设计评估包括基础设计评估的强制性内容及机组设计评估，具体内容见设计评估的描述。评估可以限制在控制和保护系统、载荷和载荷工况、叶片、主要结构和电气部件、人员安全等内容。

评估必须提供样机的测试计划，测试计划必须明确在测试时间内主要的被测部件及其测试中使用的载荷。

样机测试计划中应包含型式试验中描述的最少内容单元。安全和功能的测试必须执行且作为样机认证的一部分评估内容。

### 7.3.5 德国劳氏船级社认证指南简介

德国劳氏船级社发布的《风力发电机组认证指南 2003/2004》中规定，风电认证类型分为：

- C 型设计评估
- A 型和 B 型设计评估
- 特定场址的设计评估
- 整机型式认证
- 风电场项目认证
- 再认证

#### 1. C 型设计评估

C 型设计评估也称为样机设计评估，用于安装的样机。在样机上应进行功率和载荷的测量，结果将与设计计算值作对比。控制系统的修改是容许的，只要产生的载荷没有明显变化。C 型设计评估通常是基于载荷、风轮叶片、机械零部件、塔架和基础的一致性审核。国家或地方的法规可能要求对塔架和基础作完整的分析。

#### 2. A 型或 B 型设计评估

为获得 A 型或 B 型设计评估，需要有试验和验证。A 型或 B 型设计评估流程图如图 7-7 所示。

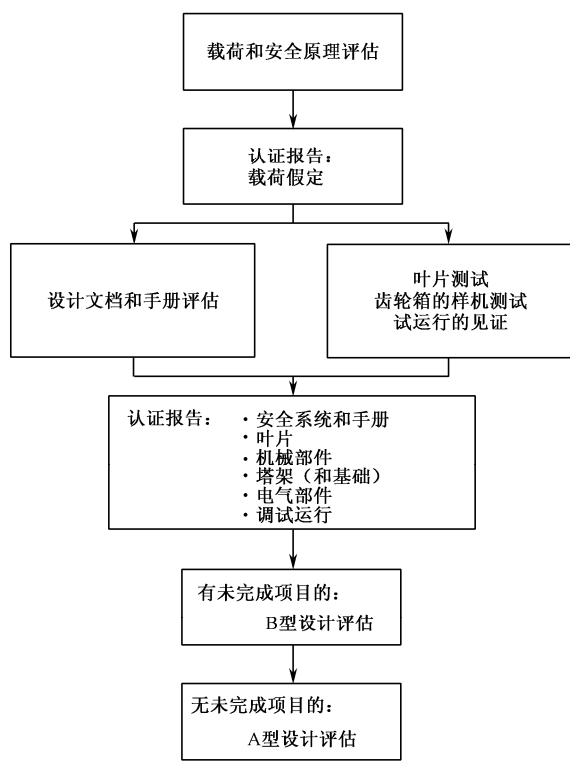


图 7-7 A 型或 B 型设计评估流程图

B 型设计评估可包含仍未完成的项目，只要这些项目不与机组安全性直接相关。B 型设计评估有 1 年的有效周期。在此有效周期内，所有安装的该型风力发电机组均应报告给 GL。

A 型设计评估只有在完成所有规定项目的情况下才能获得。A 型设计评估是无限期有效的。若未经 GL 同意，就对设计评估的一部分零部件设计作出变更时，它将是无效的。

3. 特定场址的设计评估

特定场址的评估包括整个风力发电机组的检验，环境对风力发电机组的相关影响，以及风力发电机组之间的相互影响。

4. 型式认证

型式认证的步骤如图 7-8 所示。型式认证只适用于风力发电机组的型号，不适用于实际的安装或项目。

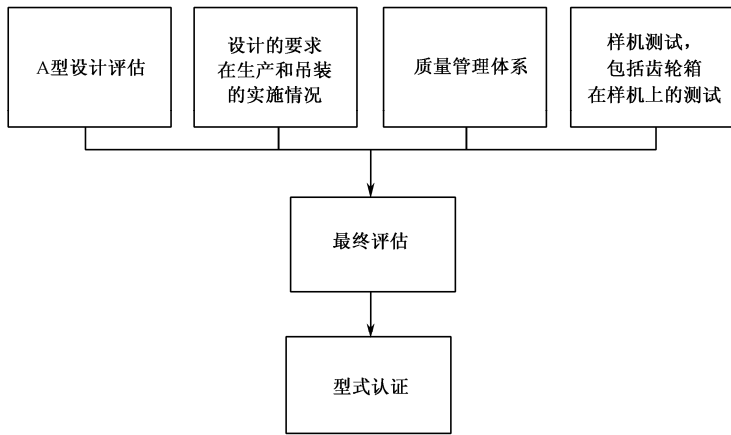


图 7-8 型式认证的步骤

型式认证有两年的有效周期。在有效期间，申请人应该每年向 GL 报告所有安装的此种类型的风力发电机组的情况。如果在两年期满以前对机组系统的 A 型设计评估不再有效，则型式认证也不再有效。

有效期期满后，应制造厂商的要求可实施重新认证。

5. 项目认证

项目认证的步骤如图 7-9 所示。项目认证适用于实际安装的项目。

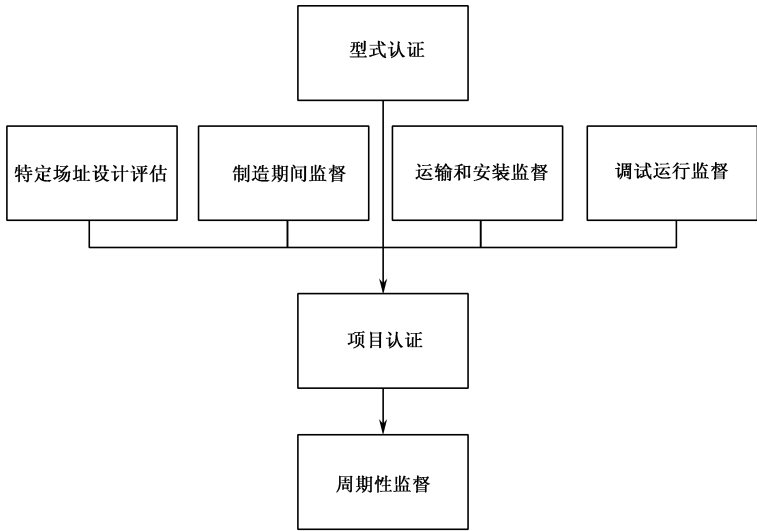


图 7-9 项目认证的步骤

项目认证是无限期有效的,只有在无法实行定期监控时才会终止。未被 GL 认可的重大改变、转换或修理也将导致认证有效性的丧失。

## 6. 再认证

型式认证的有效期将满时,在制造厂商的要求下将实施再认证。此过程完成后, GL 将参照再认证和两年的有效周期颁发型式认证合格证书。

对于再认证,应提交下列文件,并由 GL 进行评估:

- 有效图纸清单
- 设计评估的一部分零部件设计变更的清单,变更的评估文件
- 自上次审查以来质量管理体系变更的清单
- 安装的该类型风力发电机组清单(至少是对这种类型风力发电机组的方案、系列号、轮毂高度、准确安装位置等的陈述)
- 已安装风力发电机组的所有损坏清单

如果对结构作出变更,就要检查这些变更,并做出对 A 型设计评估一致性陈述的修订。

## 7.4 主要认证及测试机构介绍

德国劳氏船级社(GL)从事风力发电机组的整机型式认证和风电场项目认证有较长的时间。随着风力发电行业快速发展,更多的认证机构相继开展了各自在风力发电领域的认证业务,这些认证机构分布在几个主要的风能技术应用大国,按照总部所在国分别列写如下:

- 德国:德国劳氏船级社(GL),北德认证(TUV-NORD),南德认证(TUV-SUD),德国风能研究所(DEWI)
- 丹麦:瑞索国家实验室(RISO)
- 荷兰:荷兰能源研究中心(ECN)
- 英国:天祥集团(INTERTEK)
- 美国:美国国家可再生能源实验室(NREL),美国保险商实验室(UL)
- 挪威:挪威船级社(DNV)
- 法国:法国船级社(BV)

其中,德国劳氏船级社、丹麦瑞索国家实验室和挪威船级社发布了风力发电机组的认证规范或指南,而其他机构则根据 IEC 61400 标准或 GL 规范进行认证。

更多认证机构的介入,使风力发电认证市场竞争加剧。对于申请方来说,首先应从目标市场对认证机构的认可度进行选择,再次是对周期和费用的考虑。

目前,我国政府认可授权的风力发电认证机构有两个,分别是中国船级社质量认证公司和北京鉴衡认证中心,他们采用的认证体系和标准与国际标准相似。

### 7.4.1 德国劳氏船级社

德国劳氏船级社是世界著名的船级社之一，德国劳埃德工业服务部是德国劳氏船级社在工业领域的重要业务分支。德国劳埃德工业服务中国部主要提供海洋工程、石油天然气、风能系统认证及市政工程等领域的相关咨询、检验、认证及监理服务。

在风力发电领域，德国劳埃德工业服务风能部及德国劳埃德工业服务中国部主要提供从材料、部件、整机到风电场的检验、认证服务，具体包括以下内容。

- 风机部件，整机，风电场设计评估及认证
- 材料、部件及整机的检验发证
- 测试、样机型式试验
- 风力发电设备及风电场周期检验等
- 生产、运输及安装检验
- 供货商资质评估
- 风电场选址
- 事故调查
- 风力发电课题研究
- 国际风力发电行业标准，规范的制定和推广
- 风力发电专题讲座，人员培训

作为最早从事风力发电认证的机构之一，德国劳氏船级社在全球范围内颁发的风力发电产品或项目认证证书的数量比其他认证机构具有明显优势。我国本土的风力发电产品，无论是整机的设计认证，还是关键部件的认证，获得 GL 的认证证书的数量都在不断增多。

到目前为止，GL 相继整合了风力发电认证型式试验机构 WINDTEST，以及从事风力发电设计咨询的英国 GH 公司，对于其开展全套的风力发电认证业务及咨询业务奠定了坚实的基础。

### 7.4.2 丹麦瑞索国家实验室

丹麦瑞索国家实验室（RISO）是丹麦技术大学（DTU）的一部分，位于哥本哈根西北部的罗斯基尔德（Roskilde）镇，是世界最著名的风能技术研究中心，主要从事可再生能源领域的研究，中心成立于 1956 年，而风能研究部成立于 1978 年，共有 665 名专职员工，其中有 115 名从事风能领域的工作。

丹麦风能发展的特点是，研究机构与企业在某些关键领域的研究中开展紧密合作，如新产品研发，认证，测试，以及标准起草等。RISO 实验室可以提供的服务如下所述。

- 风力发电机组认证



- 使用新试验方法对风力发电机组性能进行评估
- 风力发电机组行业测试方法
- 现场气象测试
- 功率曲线认证
- 载荷测试
- 电网品质测试
- 叶片测试设备

### 7.4.3 美国国家可再生能源实验室

美国国家可再生能源实验室（NREL）是美国主要的可再生能源和能源效率的研发试验室，作为国家能源部的一部分，其任务和战略主要集中在美国能源技术的进步和国家的能源目标。实验室的科学家和研究人员专注于目标市场，通过科技创新加速满足市场需要的替代能源的研究，这些领域包括可再生资源的研究、可再生资源到可再生电力和燃料的转换、可再生电力和燃料在家庭、商业建筑及交通工具上的应用等。其主要的研究领域涵盖：

- 可再生电力
- 可再生燃料
- 综合能源系统工程和测试
- 战略能源分析
- 技术转让

NREL 拥有国家风能技术研究中心（NWTC）。NWTC 是专门的风能研究部门，位于科罗拉多州 Boulder 市，是一个先进的、经验丰富的风能研究中心。NWTC 与企业联合研发大型高效适合海/陆安装的机型，同时还进行高效、低噪声小型风力发电机组应用研究。NREL / NWTC 可提供的服务如下所述。

- 设计评价与分析
- 软件开发建模分析（Aerodyn/FAST/ADAMS-WT）
- 风资源评估
- 功率曲线验证
- 风力发电机组设计验证
- 载荷测试
- 噪声测试
- 电网品质研究
- 叶片测试
- 材料测试
- 传动系统试验台

#### 7.4.4 荷兰能源研究中心

荷兰能源研究中心 (ECN) 是荷兰最大的能源研究机构。该机构位于 PETTEN, 拥有 700 名员工 (截止 2008 年 1 月), 致力于以下 8 个领域的研究。

- 政策研究
- 工业能源效率
- 太阳能发电
- 风能利用
- 建筑环境的可再生能源
- 生物质能
- 清洁化石燃料
- 燃料电池技术

风能是其中一个部门, ECN 的风能研究项目多种多样, 从长期基础性研究到为企业进行高水平的咨询。拥有位于 Wieringermeer 的试验风电场, 风电场有 5 台 Nordex N80-2.5MW 机组, ECN 在风能领域可提供的服务如下所述。

- 整机、材料与结构试验和测试
- 叶片设计软件 (FOCUS)
- 风能培训
- Wieringermeer 试验风电场
- WMC 研究中心 (与丹麦 Delft 大学共建)
- 风力发电机组状态监测
- 场址评估
- 风险管理
- 设计评估
- 设计支持
- 鸟撞击监测
- 噪声测试
- 载荷测试
- 功率曲线测试
- 振动测试

#### 7.4.5 德国风能研究所

德国风能研究所 (Deutsches Windenergie-Institut-DEWI) 于 1990 年由德国下萨克森州政府为支持风能行业而创立, 是国际风能领域测试服务方面的权威, 拥有很高的测试水平, 为行业提供测试服务, 能源分析和研究, 进修等, 为本国及其他国

家提供技术经济和政策咨询。主要领域包括基础理论的研究，测量技术研发，政策导向研究，以及与风电场相关的所有问题。

2003 年，德国风能研究所——风机认证及海上风能公司（DEWI-OCC）建立，让 DEWI 进入了风力发电认证领域，可提供的服务如下所述。

- 提供风能培训
- 位于 Oldenburg 大学的风洞
- 风场选址
- 尽职调查工作
- 噪声测试
- 载荷测试
- 功率曲线测试
- 电能品质测试
- 样机认证（DEWI-OCC）

#### 7.4.6 其他风力发电认证机构

伴随着国内风力发电的飞速发展，我国本土风力发电机组制造商数量及装机份额不断增加，国家认证认可监督管理委员会相继批准了两家从事风力发电认证的机构，即中国船级社（CCS）和北京鉴衡认证中心（CGC）。

目前，这两家机构均可根据 IEC 61400—1 标准及 GL 规范进行风力发电机组的认证。与其他国家相似，我国的风电认证也是非强制性的，但对于希望获得政府政策补贴支持的厂家，认证是一项关键条件，且风电场投资者也希望购买的机组具备权威机构的检测及认证，因此大多数整机厂家进行了设计评估。

限于篇幅，国际上还有一些从事风力发电认证的机构，如挪威船级社 DNV，德国 TÜV Nord，德国 TÜV SÜD，德国 TÜV Rheinland，英国 INTERTEK，法国 Bureau Veritas，美国 UL 等，在此不作更为详尽的介绍。

## 参 考 文 献

- [1] 风力机械标准汇编. 北京: 中国标准出版社, 2006
- [2] 中国电气工程大典, 第7卷, 第4篇. 北京: 中国电力出版社, 2010
- [3] 中国电气工程大典, 第9卷, 第2、3篇. 北京: 中国电力出版社, 2008
- [4] 姚兴佳, 等. 可再生能源及其发电技术. 北京: 科学出版社, 2010
- [5] 姚兴佳, 宋俊. 风力发电机组——原理与应用. 北京: 机械工业出版社, 2009
- [6] Tony Burton, 等. 风能技术. 武鑫, 等译. 北京: 科学出版社, 2007
- [7] 唐任远, 等. 现代永磁电机——理论与设计. 北京: 机械工业出版社, 1997
- [8] 王益全, 等. 电机测试技术. 北京: 科学出版社, 2004
- [9] Theodorsen, T., General theory of aerodynamic instability and the mechanics of flutter. NACA report 496, 1935
- [10] Snel, H. et al., Sectional prediction of three-dimensional effects for stalled flow on rotating blades and comparison with measurements. Proceedings of the EWEC Conference, 1993
- [11] Van Bussel, G. J. W., The aerodynamics of horizontal-axis wind rotors explored with asymptotic expansion methods, PH. D Thesis, Delt University of Technology, Holland, 1995
- [12] Wood, D. H., A three-dimensional analysis of stall-delay on a horizontal-axis wind turbine. J. Wind Eng. Indl Aerody., 37, 1~14, 1991
- [13] DOU Xiurong. Study of Aerodynamic Performance and the Structural Dynamics Behavior of a Horizontal Axis Wind Turbine. Shangdong Indusrtly University, 1995
- [14] Hodges E. H., Dowell E. H., Nonlinear Equation of Motion for Elastic Bending and twisted Non-uniform Blades. NASA TN D27818, 1974
- [15] Ko ttapalli S. B. R., Fridmannt P. P., A Eroelastic Stability and Response of Horizontal Axis Wind Turbine Blades. NACA TN D27818, 1974
- [16] Nithian Ti Sivaneri. Dynamic Stability of a Rotor blade Using Finite Element Analysis. A I A A J, 1981, 20 (5):716~723
- [17] Bauchau O. H. Finite Element Approach to Rotor Blade Modeling. J A m e Helicoper Soc, 1987, 21(1):73~96
- [18] 范垂本. 齿轮的强度和试验. 北京: 机械工业出版社, 1979
- [19] 宣安光, 等. 风力发电机组 齿轮箱. 北京: 中国标准出版社, 2003
- [20] GB/T 1032—2005 三相异步电动机试验方法
- [21] GB/T 1029—2005 三相同步电机试验方法

- [22] GB/T 19071.2—2003 风力发电机组 异步发电机 第2部分：试验方法
- [23] GB/T23479.2—2009 风力发电机组 双馈异步发电机 第2部分：试验方法
- [24] 贺才春，等．风力发电机组噪声控制．世界风力发电网，2008.11
- [25] GB/T 22516—2008 风力发电机组 噪声测量方法
- [26] DL/ T 1084—2008 风电场噪声限值及测量方法
- [27] 唐德尧．一种宽频电荷放大器及其设计方法．中国专利，200710036153.1
- [28] 唐德尧．一种机械塔架故障诊断技术．中国专利 200810030907.7
- [29] 李科杰．新编传感器技术手册．北京：国防工业出版社．2002
- [30] 李迎丽，等．精确诊断风机机组地脚螺栓松动故障．中国设备工程，2003
- [31] 唐德尧，谭维克．一种电容检测电路及其应用．中国专利：99109311.9
- [32] 杨国安．机械设备故障诊断实用技术．北京：中国石化出版社．2007
- [33] 铁摩辛柯，等．工程中的振动问题．胡人礼译．北京：科学出版社，1981
- [34] 张正松，等．旋转机械振动监测及故障诊断．北京：机械工业出版社，1991
- [35] 唐德尧．广义共振、共振解调故障诊断与安全工程——铁道篇．北京：中国铁道出版社，2006
- [36] 唐德尧，等．一种非转运动机械故障的检测方法．中国专利，200710034596.7
- [37] 唐德尧，等．JK8241 轴承齿轮故障分析仪及其诊断故障的理论与实践．中国航空科技文献．HJB850303
- [38] IEC61400-12-1:2005. Power performance measurements of electricity producing wind turbines[S] . IEC. 2005
- [39] GB/T 18451.2—2003 风力发电机组 功率特性试验．中国国家标准化管理委员会．2003
- [40] 陈树勇，戴慧珠，等．尾流效应对风电场输出功率的影响．中国电力，1998，31，28~31
- [41] 郎斌斌，穆钢，等．联网风电机组风速—功率特性曲线的研究．电网技术，2008，32(12)，70~74
- [42] 余洋，刘永光，等．基于运行数据的风电场等效建模方法比较．电网与清洁能源，2009，25(12)，79~83
- [43] IEC 61400-21. Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines[S] . IEC. 2008
- [44] EC/TR 61000-3-6 Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems [s]. IEC. 2008
- [45] GB/T 12326—2000 电能质量 电压允许波动和闪变．中国国家标准化管理委员会．2000

- [46] GB/T 19963—2005 风电场接入电力系统技术规定. 中国国家标准化管理委员会. 2005
- [47] GB/T 20320—2006 风力发电机组 电能质量测量和评估方法. 中国国家标准化管理委员会. 2006
- [48] 孙涛, 王伟胜, 戴葱珠, 等. 风力发电引起的电压波动和闪变. 电网技术, 2003, 27(12):63~70
- [49] 赵海翔. 风电引起的电压波动和闪变研究. 博士学位论文. 中国电力科学研究院, 2004
- [50] 白鸿斌, 王瑞红, 等. 风电场接入电网的电能质量分析方法研究及案例分析. 东北电力大学学报, 2008, 28(6):33~37
- [51] J. Arrillaga, 等. 容健纲, 等译. 电力系统谐波. 湖北: 华中理工大学出版社. 1994
- [52] IEC/TS 61400-13 Measurement of mechanical loads[S]. IEC. 2001
- [53] 孔德仁, 等. 工程测试技术 (第2版). 北京: 科学出版社. 2010

◎ 风力发电工程与应用丛书



“十一五”国家重点图书出版规划项目  
风力发电工程与应用丛书

- 《风力发电系统的设计、运行与维护》  
►《风力发电测试技术》  
《现代风力发电技术及工程应用》

风力发电技术国家重点实验室  
国家风力发电工程技术中心

鼎力支持



策划编辑：张 剑  
责任编辑：张 剑  
封面设计：徐海燕

本书贴有激光防伪标志。凡没有防伪标志者，属盗版图书。

ISBN 978-7-121-13054-0



9 787121 130540 >

定价：69.00 元